

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

«На правах рукопису»
УДК 621.316

До захисту допущено:
Завідувач кафедри
_____ Анатолій МАРЧЕНКО
«10» грудня 2020р.

Магістерська дисертація

на здобуття ступеня магістра

**за освітньо-професійною програмою «Управління, захист та
автоматизація енергосистем»**

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

на тему: «Релейний захист та автоматика підстанції 110/10 кВ»

Виконав:

студент VI курсу, групи ЕК-з91мп

Пиж Павло Вікторович _____

Науковий керівник:

к.т.н., доцент Курсон Олег Іванович _____

Консультант з охорони праці:

д.т.н. професор Третьякова Лариса Дмитрівна _____

Консультант з стартап-проекту:

ст. викл. Бахмачук Сергій Васильович. _____

Рецензент: _____

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних
посилань.

Студент _____

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

«10» грудня 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Пижу Павлу Вікторовичу

1. Тема дисертації «Релейний захист та автоматика підстанції 110/10 кВ», науковий керівник дисертації Курсон Олег Іванович к.т.н., доцен, затверджені наказом по університету від «29»жовтня 2020 р. №3160-с
2. Термін подання студентом проекту «10» грудня 2020 року
3. Об'єкт дослідження: підстанція 110/10 кВ.
4. Вихідні дані до проекту: Схема підстанції, технічні умови. Матеріали науково-дослідних та проектних організацій. Каталоги виробників обладнання . Довідкова література.
4. Зміст пояснювальної записки:
 - а) основна частина: Аналіз схеми та встановленого обладнання . Розрахунки струмів короткого замикання. Релейний захист силових трансформаторів. Релейний захист та автоматика обладнання 110кВ. Розробка старт проекту;
 - б) спеціальне питання: Релейний захист та автоматика обладнання 10кВ Організація аварійного включення резервного живлення підстанції на мікропроцесорних пристроях.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити релейний захист силових трансформаторів. Релейний захист та автоматика обладнання 110кВ. Релейний захист та автоматика обладнання 10кВ.

6. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо - Підстанція 110/10 кВ. Схема електрична однолінійна (1 лист). Диференційний захист трансформатора. Схема електрична функціональна (1 лист). Панель захисту трансформатора. Схема електрична структурна (1 лист). Релейний захист ліній. Схема електрична функціональна(1 лист). Розміщення захистів РП10 кВ. Схема електрична однолінійна(1 лист). Організація АВР. Схеми електричні функціональні (1 лист). План розміщення обладнання ЗРП 10 кВ (1 лист).

7. Орієнтовний перелік публікацій: Організація аварійного включення резервного живлення при застосуванні мікропроцесорних пристроїв сериал виробництва шнейдер електрик. О. І. Курсон, П. В. Пиж

8. Консультанти розділів проекту (роботи)*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Стартап-проекту	ст.викладач Бахмачук С.В.		
Охорона праці	професор, д.т.н. Третьякова Л.Д		

9. Дата видачі завдання “2” вересня 2020 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Аналіз схеми та обладнання	15.09.2020	
2	Розрахунки струмів короткого замикання.	05.10.2020	
3	Релейний захист силових трансформаторів	30.10.2020	
4	Релейний захист та автоматика обладнання ВРП-110кВ	15.11.2020	
5	Релейний захист та автоматика обладнання ЗРП 10кВ	30.11.2020	
6	Графічна частина. Оформлення роботи	10.12.2020	

Студент
Науковий керівник

Павло ПИЖ
Олег КУРСОН

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з 6 розділів та графічної частини. Розділи виконані на 109 сторінках формату А4, які містять в собі 31 таблиць, 16 рисунків, 21 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 7 аркушів креслень форматом А1.

Актуальність теми: забезпечення надійності електропостачання і безаварійної роботи електрообладнання, мінімізація витрат на обслуговування.

Мета дослідження: вибір обладнання, що відповідає заданим технічним вимогам.

Об'єкт дослідження: підстанція 110/ 10 кВ.

Предмет дослідження: вибір та розрахунки пристроїв релейного захисту і автоматики підстанція 110/ 10 кВ.

Методи дослідження: розрахунок параметрів релейного захисту і автоматики підстанція 110/ 10 кВ.

Ключові слова: РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ВРП 110 кВ, ЗРП 10 кВ, SCHNEIDER ELECTRIC, ABB, SM6, SEPAM, СТРУМОВА ВІДСІЧКА, МАКСИМАЛЬНИЙ СТРУМОВИЙ ЗАХИСТ, ЗАМИКАННЯ, МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ПРИСТРОЯХ.

ABSTRACT

The master's dissertation consists of 6 sections and graphic parts. Sections are made on 109 A4 pages, which contain 31 tables, 16 figures, 21 sources of references. The graphic part contains 7 sheets of drawings in A1 format.

Relevance of the topic: ensuring the reliability of power supply and trouble-free operation of electrical equipment, minimizing maintenance costs.

The purpose of the study: the choice of equipment that meets the specified technical requirements.

Object of research: 110/10 kV substation.

Subject of research: selection and calculations of relay protection and automation devices 110/10 kV substation.

Research methods: calculation of parameters of relay protection and automation of 110/10 kV substation.

Keywords: RELAY PROTECTION, GRP 110 kV, ZRP 10 kV, SCHNEIDER ELECTRIC, ABB, SM6, SEPAM, CURRENT CUT OFF, MAXIMUM CURRENT PROTECTION, CIRCUIT, CONNECTION.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
1 АНАЛІЗ СХЕМИ ТА ВСТАНОВЛЕНОГО ОБЛАДНАННЯ НА ПІДСТАНЦІЇ.....	11
1.1. Схема електричних з'єднань.....	11
1.2. Основне обладнання.....	13
1.2.1. Силові трансформатори.....	13
1.2.2. Обладнання ВРП 110 кВ.....	13
1.2.3. Обладнання ЗРП 10 кВ.....	17
1.3. Розрахунок струмів короткого замикання.....	20
1.3.1. Вихідні дані.....	20
1.3.2. Розрахунок струмів КЗ без врахування навантаження.....	22
1.3.3. Розрахунок струмів КЗ з врахуванням навантаження.....	25
Висновки.....	29
2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	31
2.1 Вибір релейного захисту.....	31
2.2 Розрахунки захисту на мікропроцесорних пристроях SEPAM ("Schneider Electric").....	31
2.3 Розрахунок релейного захисту трансформатора ТД-32000/110/10....	33
2.3.1 Вибір параметрів спрацювання диференціального захисту.....	33
2.3.1.1 Визначення придатності встановлених трансформаторів струму.....	34
2.3.1.2 Перевірка можливості використання гальмування.....	34
2.3.1.3 Визначення мінімального струму спрацювання.....	34
2.3.1.4 Визначення крутизни першої похилої ділянки гальмівної характеристики.....	34
2.3.1.5 Визначення точки зміни крутизни гальмівної характеристики.....	35

2.1.3.6	Визначення крутизни другої похилої ділянки гальмівної характеристики.....	35
2.3.1.7	Визначення струму спрацювання диференційної відсічки....	35
2.3.1.8	Уставки блокувань по другій і п'ятій гармонікам.....	36
2.3.1.9	Алгоритм роботи диференційного захисту.....	36
2.3.2	Розрахунок газового захисту трансформатора.....	39
2.3.3	Максимальний струмовий захист трансформатора.....	40
2.3.4	Захист від перевантаження	42
2.4	Реалізація захисту на мікропроцесорних пристроях SEPAM ("Schneider Electric").....	42
	Висновки.....	44
3	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ОБЛАДНАННЯ ВРП-110 КВ.....	46
3.1	Вибір пристроїв захисту ліній 110 кВ.....	46
3.2	Розрахунок пристроїв захисту повітряної лінії 110 кВ.....	47
3.2.1	Розрахунок диференційно-фазного високочастотного захисту ліній 110 кВ.....	47
3.2.2	Розрахунок струмової вісічки.....	52
3.2.3	Триступеневий дистанційний захист.....	52
3.2.4	Чотириступеневий максимальний струмовий спрямований захист нульової послідовності (від замикань на землю).....	56
3.2.5	Автоматичне повторне вмикання (АПВ).....	58
3.2.6	Пристрій резервування відмови вимикача	59
3.3	Реалізація захисту на мікропроцесорних пристроях АВВ.....	60
	Висновки.....	62
4	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ОБЛАДНАННЯ ЗРП-10 КВ.....	63
4.1	Вибір пристроїв захисту приєднань закритого розподільчого пристрою 10 кВ.....	63

4.1.1 Ввідні лінії 10 кВ.....	63
4.1.2 Кабельні лінії 10 кВ.....	64
4.1.3 Секційний вимикач 10 кВ.....	64
4.1.4 Трансформатори власних потреб.....	65
4.1.5 Трансформатори КТП 10/0.4 кВ.....	65
4.1.6 Пристрій АВР на секційному вимикачі 10 кВ.....	66
4.2 Розрахунок захистів приєднань закритого розподільчого пристрою 10 кВ.....	67
4.2.1 Розрахунок захистів ввідних ліній 10 кВ.....	67
4.2.2 Розрахунок захистів кабельних ліній 10 кВ.....	68
4.2.2.1 Струмова відсічка.....	68
4.2.2.2 Максимальний струмовий захист.....	68
4.2.2.3 Захист від однофазних замикань на землю.....	69
4.2.3 Розрахунок захистів секційного вимикача 10 кВ.....	71
4.2.3.1 Струмова відсічка.....	71
4.2.3.2 Максимальний струмовий захист.....	72
4.2.4 Трансформатори власних потреб.....	73
4.2.5 Трансформатори КТП 10/0.4 кВ.....	73
4.2.6 Вибір уставок пристрою АВР.....	78
4.3 Реалізація захисту на мікропроцесорних пристроях Seram ("Schneider Electric").....	78
4.3.1 Реалізація захисту Seram для ввідних ліній 10 кВ.....	78
4.3.2 Реалізація захисту Seram для ліній 10 кВ.....	79
4.3.3 Реалізація АВР на пристроях Seram.....	79
Висновки.....	80
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ ПІДСТАНЦІЇ.....	82

5.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання.....	82
5.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації або під час модернізації енергетичного об'єкту.....	83
5.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях.....	83
5.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників.....	84
5.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці.....	84
5.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	85
5.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.....	87
5.8 Розрахунок захисного заземлення.....	88
Висновки.....	90
6 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	91
6.1 Опис ідеї проекту.....	92
6.2 Технологічний аудит ідеї проекту.....	92
6.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.....	94
Висновки.....	97
ВИСНОВКИ.....	99
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	101
ДОДАТОК А.....	103
ДОДАТОК Б.....	106

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

ТЕС- теплова електростанція;
ТЕЦ- теплоелектроцентрально;
ГЕС- гідроелектростанція;
ВРУ- відкритий розподільчий пристрій;
ЗРУ- закритий розподільчий пристрій;
ПЛ- повітряні лінії;
ОСЕ- об'єднана електроенергетична система
АВР- автоматичний ввід резерву
МСЗ- максимальний струмовий захист
КТП- комплектна трансформаторна підстанція
ВН- високої напруги;
НН-низької напруги;
ЕВ- електромагніти включення;
ЕО - електромагніти відключення;
ТВП-Трансформатори власних потреб
КЗ-коротке замикання;
ТНП- трансформатор струму нульової послідовності;
СВ- струмова відсічка;
ЛЗШ- логічним захистом шин;
ПОН- пускового органу напруги;
ОМП- визначення місця пошкодження.

ВСТУП

В електричній мережі можливі наступні пошкодження і ненормальні режими роботи: міжфазні короткі замикання (КЗ), однофазні КЗ, двофазні КЗ, двофазні КЗ на землю, перевантаження, гойдання, асинхронний режим, підвищені струми в лініях при пошкодженнях на стороні нижчої напруги трансформаторів приймальні підстанції. Для захисту від вищеписаних ненормальних режимів роботи і пошкоджень розроблені наступні типи захистів: струмові захисту, струмові спрямовані захисту, дистанційні захисту, диференціальні струмові поздовжні і поперечні захисту, захисту від перевантажень і т.д.

Розробка захисту того чи іншого електроенергетичного об'єкта полягає у виборі необхідного обсягу релейного захисту для кожного елемента який входить до об'єкта, виборі відповідних пристроїв релейного захисту, розрахунку уставок і правильного підключення. Складністю розробки релейного захисту є забезпечення вимог по швидкодії, надійності і селективності проектного захисту, а також зниження витрат на установку пристроїв РЗ.

Релейний захист здійснює автоматичну ліквідацію пошкоджень і ненормальних режимів в електричній частині енергосистем і є найважливішою автоматикою, що забезпечує їх надійну і стійку роботу.

В даний час розвивається комплекс пристроїв релейного захисту та автоматики, виконаних на мікропроцесорних пристроях. Застосування таких пристроїв дозволило реалізувати більш складні алгоритми вимірювальних і пускових органів. Мікропроцесорні системи здатні обробляти вводяться в них дані і управляти зовнішніми пристроями.

Проектування релейного захисту та автоматики (РЗА) елементів електрообладнання електроенергетичних систем здійснюється за нормативним вимогам і стандартам.

1 АНАЛІЗ СХЕМИ ТА ВСТАНОВЛЕНОГО ОБЛАДНАННЯ НА ПІДСТАНЦІЇ

1.1 Схема електричних з'єднань

Схема підстанції 110/10 кВ наведена на листі 1, рисунок 1.1. На підстанції встановлено два трансформатора типу ТД-32000/110, потужністю 32 МВА. Напруга на силові трансформатори подається за допомогою двох повітряних ліній ПЛ -110 кВ.

У відкритому розподільчому пристрої 110 кВ застосована схема містка де встановлені два роз'єднувачі типу S2DA123 з вимикачем типу GL312 в робочій перемичці в ланцюгах трансформаторів SKF110 [1]. Також в відкритому розподільчому пристрої 110 кВ передбачена ремонтна секція. Основними комутаційними апаратами в ВРУ-110 кВ є роз'єднувачі, вимикачі, розрядники вентильні, трансформатори напруги і струму.

Розподільчий пристрій 10 кВ вибрано за типовою схемою: дві секції одинарної система шин, кожна з секцій приєднана до одного силового трансформатора. Така схема є найбільш простою і надійною для живлення споживачів. У нормальному режимі роботи секційний вимикач відключений і живлення кожного споживача здійснюється від приєданого до секції одного живлячого трансформатора. У разі настання аварійного режиму споживач може отримувати резервне живлення від іншої робочої секції.

На даній підстанції встановлені комірки SM6 фірми Schneider Electric. Відкритий розподільчий пристрій 110 кВ виконано з окремих блоків, що представляють собою конструкцію з вмонтованим обладнанням. Територією відкритого розподільчого пристрою передбачаються проїзди для можливості монтажу та ремонту обладнання.

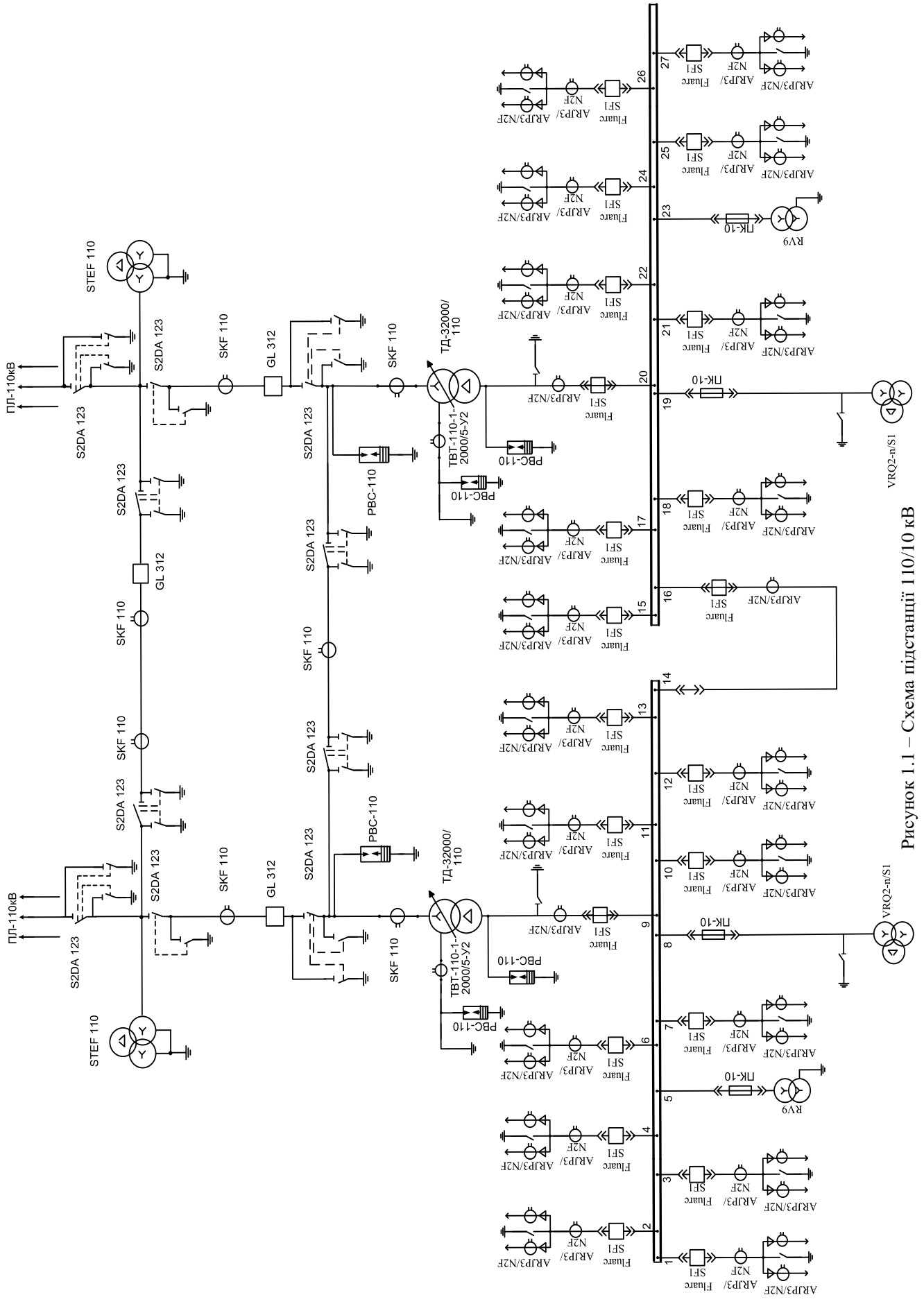


Рисунок 1.1 – Схема підстанції 110/10 кВ

1.2 Основне обладнання

1.2.1 Силові трансформатори

На даній підстанції встановлені два трансформатори типу ТД-32000/110. Номінальні параметри трансформатору, наведені в таблиці 1.1 [2].

Таблиця 1.1- Номінальні параметри ТД-32000/110

Найменування параметру	Каталожні дані
Номінальна потужність, кВА	31 500
Номінальна напруга, кВ:	
• ВН	115
• НН	38,5
Втрати, кВт:	
• холостого ходу	35
• короткого замикання	145
Напруга короткого замикання, %	10,5
Струм холостого ходу, %	0,7
Схема і група з'єднання обмоток	Y _н /Y-0

1.2.2 Обладнання ВРП 110 кВ

До основного обладнання ВРП 110кВ входить:

- Розрядники вентильні РВС-110;
- Вимикачі типу GL312 фірми Alstom Grid;
- Роз'єднувачі типу S2DA123 фірми Alstom Grid;
- Трансформатори струму типу SKF110 фірми Alstom Grid;
- Трансформатори напруги типу STEF110 фірми Alstom Grid.

Номінальні параметри розрядників вентильного РВС-110, наведені в таблиці 1.2 [2].

Таблиця 1.2 - Номінальні параметри РВС-110

Найменування параметру	Каталожні дані
Клас напруги, кВ	110
Номінальна напруги, кВ	102
Пробивна напруга при частоті 50 Гц в сухому стані і під дощем, кВ:	
• не менше	200
• не більше	250
Імпульсна пробивна напругу у предразрядному часі від 2 до 20 мкс при повному імпульсі 1,2 / 50 мкс, кВ не більше	285
Залишається напруга при імпульсному струмі з довжиною фронту хвилі 8 мкс, кВ	
• 3 амплітудою струму 3000А	315
• 3 амплітудою струму 5000А	335
• 3 амплітудою струму 10000А	367
Струмова пропускна здатність, кА (А)	
• 20 імпульсів струму хвилею 6/40 мкс	10,0
• 20 імпульсів струму прямокутної хвилею тривалістю 2000 мкс	150
Довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції, см	345
Допустима напруга проводу, Н	500
Висота, мм	3100
Маса, кг	175

Номінальні параметри вимикача GL 312, наведені в таблиці 1.3 [3].

Таблиця 1.3 - Номінальні параметри вимикача GL 312

Найменування параметру	Каталожні дані
Номінальна напруга, кВ	145

Продовження таблиці 1.3.

Номінальна частота, Гц	50/60
Номінальний струм, А	1250, 1600, 2000, 2500, 3150
Номінальний струм відключення, кА	25, 31.5, 40
Струм термічної стійкості, кА	104
Час протікання струму термічної стійкості, с	3
Власний час відключення, не більше мс	28
Повний час відключення, не більше мс	50
Власний час включення, не більше мс	70

Номінальні параметри роз'єднувача S2DA 123, наведені в таблиці 1.4 [3].

Таблиця 1.4 - Номінальні параметри роз'єднувача S2DA 123

Найменування параметру	Каталожні дані
Клас напруги, кВ	110
Номінальна напруга по МЕК, кВ	123
Найбільша робоча напруга, кВ	126
Номінальна частота, Гц	50
Грозового імпульсу, кВ	550
<ul style="list-style-type: none"> • На землю • Між контактами 	630
Номінальний струм, А	4000
Номінальний струм термічної стійкості, кА	40-63

Продовження таблиці 1.4.

Номінальний струм динамічної стійкості, кА	100-160
Температура навколишнього середовища, °С	- 55 +40

Номінальні параметри трансформатора струму SKF 123, наведені в таблиці 1.5 [3].

Таблиця 1.5 - Номінальні параметри трансформатора струму SKF 123

Найменування параметру	Каталожні дані
Клас напруги, кВ	110
Найбільша робоча напруга, кВ	126
Номінальна частота, Гц	50
Випробувальна напруга грозового імпульсу, кВ	550
Випробувальна напруга комутаційного імпульсу, кВ	850
Випробувальна напруга промислової частоти, кВ	230
Довжина шляху витoku, см / кВ	2.0-3.1
Номінальний струм термічної стійкості, кА	63
Номінальний струм динамічної стійкості, кА	120 до 157
Номінальний первинний струм, А	10-4800
Номінальний вторинний струм, А	1 або 5
Клас точності	0,1; 0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5; 1,0; 3,0
Номінальне навантаження, ВА	5-60
Температура навколишнього середовища, °С	+40 до -45

Номінальні параметри трансформатора напруги типу STEF110, наведені в таблиці 1.6 [3].

Таблиця 1.6 - Номінальні параметри трансформатора напруги типу STEF110

Найменування параметру	Каталожні дані
Клас напруги, кВ	110
Найбільша робоча напруга, кВ	145
Номінальна частота, Гц	50
Випробувальна напруга грозового імпульсу, кВ	550
Випробувальна напруга промислової частоти, кВ	230
Довжина шляху витoku, мм	2.0-3.1
Номінальна напруга первинної обмотки, кВ	110 / $\sqrt{3}$
Клас точності	0.2; 0.5; 1.0; 3Р: 6Р
Температура навколишнього середовища, °С	+40 до -60

1.2.3 Обладнання закритого розподільчого пристрою (ЗРП) 10кВ

До основного обладнання ЗРП 10кВ входить:

- Комірки SM6 фірми Schneider Electric. До складу комірок входять: елегазовий вимикач Fluarc SF1, трансформатори струму ARJP3/N2F;
- Трансформатори власних потреб типу RV9 фірми Schneider Electric;
- Розрядники вентильні PBO-10У1;
- Трансформатори напруги типу VRQ2-n/S1 фірми Schneider Electric;
- Високовольтні запобіжники ПК-10;

Номінальні параметри комірки SM6, наведені в таблиці 1.7 [4].

Таблиця 1.7 - Номінальні комірки SM6

Найменування параметру	Каталожні дані
Номінальна напруга, кВ	20
Максимальна робоча напруга, кВ	24
Випробування промислової частотою 50Гц, 1 хв (кВ, дійств.)	65
Випробування імпульсною напругою 1,2 / 50 мкс (кВ, мит.)	125
Номінальний струм комірки і збірних шин, А	630/1250
Струм термічної стійкості комірки, кА	25

Номінальні параметри трансформаторів RV9, наведені в таблиці 1.8 [4].

Таблиця 1.8 - Номінальні параметри RV9

Найменування параметру	Каталожні дані
Номінальна потужність, кВА	24
Напруга первинної обмотки, кВ	10-20
Напруга вторинної обмотки, кВ	220
Теплова потужність, ВА	2500 4000

Номінальні параметри розрядників вентиляного РВО-10У1, наведені в таблиці 1.9[4].

Таблиця 1.9 - Номінальні параметри РВО-10У1

Найменування параметру	Каталожні дані
Клас напруги мережі, кВ	10
Найбільше тривало допустима робоча напруга, кВ.	12,7

Продовження таблиці 1.9.

Пробивна напруга в сухому стані і під дощем, min/max, кВ	26 / 30,5
Номинальна частота, Гц	50
Імпульсна пробивна напруга у предразрядному часу від 2 до 20 мкс, не більше кВ	48
Залишається напруга, при грозовому імпульсі струму 8/20 мкс з амплітудою, не більше:	
• 3000, А	43
5000, А	45
Струмова пропускна здатність (кількість впливів):	
• при імпульсі струму тривалістю 16/40 мкс амплітудою 5 кА, раз	20
• при імпульсі струму тривалістю 2000 мкс амплітудою 75 А, раз	20
• Довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції розрядника, не менше, см	36
Струм витoku, мкА	6
Допустиме тяжіння проводів, не менше, Н	300
Висота розрядника, не більше, мм	411
Маса розрядника, не більше, кг	4,2

Номинальні параметри трансформаторів напруги VRQ2-n/S1, наведені в таблиці 1.10[4].

Таблиця 1.10 - Номинальні параметри VRQ2-n/S1

Найменування параметру	Каталожні дані
Значення номінальної напруги, кВ	24
Напруга первинної обмотки, кВ	$10\sqrt{3}$ - $20\sqrt{3}$
Напруга вторинної обмотки, В	$100\sqrt{3}$

Продовження таблиці 1.10.

Теплова потужність ВА	100/3
Класі точності:	
0,5	$10\sqrt{3}$
0,5-1	$15\sqrt{3}$
0,5	$15-20\sqrt{3}$
0,5-1	$20\sqrt{3}$
Номінальна вихідна потужність для однієї первинної обмотки, ВА	30
Номінальна вихідна потужність для двох первинних обмоток, ВА	30-50

Номінальні параметри високовольного запобіжника типу ПК-10, наведені в таблиці 1.11 [2].

Таблиця 1.11 - Номінальні параметри ПК-10

Найменування параметру	Каталожні дані
Номінальна робоча напруга, кВ	10
Найбільша робоча напруга, кВ	12
Номінальний струм запобіжника, А	10
Номінальний струм відключення, кА	31,5
Мінімальний струм відключення, А	100
Потужність втрат, Вт	19

1.3 Розрахунок струмів короткого замикання

В даному розділі наведені розрахунки струмів короткого замикання. Ці дані необхідні для подальшого вибору силових елементів і захисних пристроїв схеми.

1.3.1 Вихідні дані

Розрахункова схема заданої мережі приведена на рисунку 1.2.

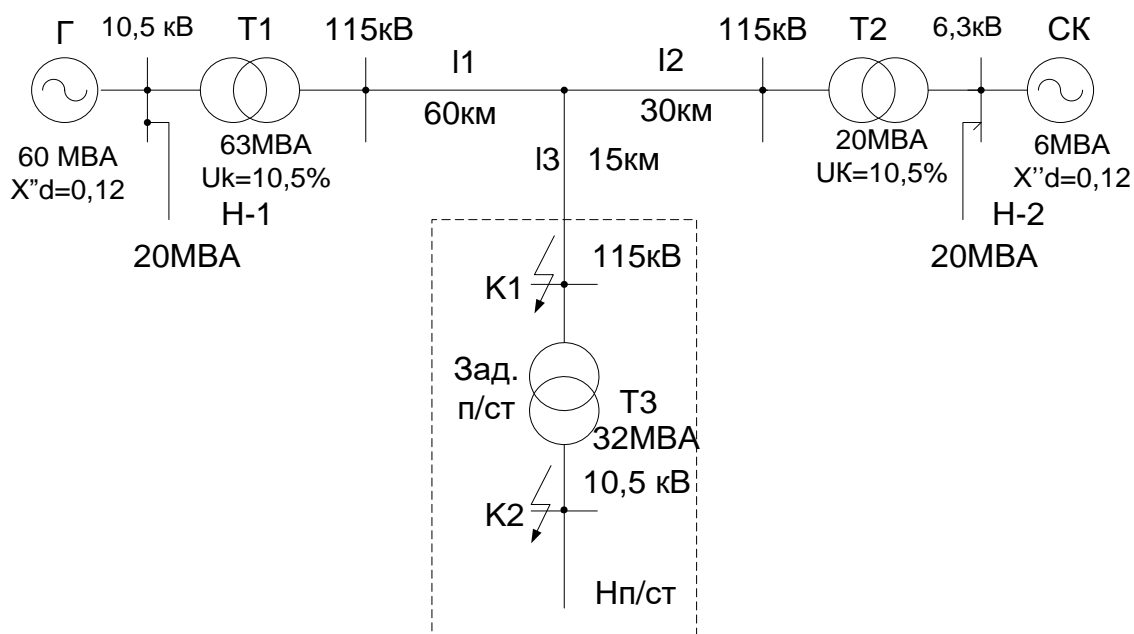


Рисунок 1.2 - Розрахункова схема заданої мережі

Згідно до вхідних умов параметри ліній наведені в таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 - Параметри ліній електропередач

Лінія	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$l, \text{км}$	$X_0, \text{Ом/км}$
L_1	115	60	0,4
L_2	115	30	0,4
L_3	115	15	0,4

Для вибору обладнання та пристроїв захисту знаходимо вибрані точки К1 та К2. Згідно до даних рисунку 1.2 параметри трансформаторів наведені в таблиці 1.13.

Таблиця 1.13 – Параметри трансформаторів

Позначення	$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$		$U_k, \%$
		ВН	НН	
T1	630	115	10,5	10,5
T2	20	115	6,3	10,5
T3	32	115	10,5	10,5

Параметри генератора та синхронного компенсатора наведені в таблиці 1.14.

Таблиця 1.14 - Параметри генератора та синхронного компенсатора

Позначення	S МВА	X_d'' в.о.
Г	60	0,12
СК	6	0,12

Базисну потужність СБ приймаємо 100 МВА, напруга: $U_b = U_{ср}$

Параметри надперехідних ЕРС приймаємо:

- генератора - $E_G = 1,08$;
- синхронного компенсатора - $E_{СК} = 1,1$;
- навантаження:
 - $X_H'' = 0,35$ в.о.
 - $E_H = 0,85$ в.о.

1.3.2 Розрахунок струмів КЗ без врахування навантаження

Складаємо схему заміщення[5]. Дана схема приведена на рисунку

1.3.

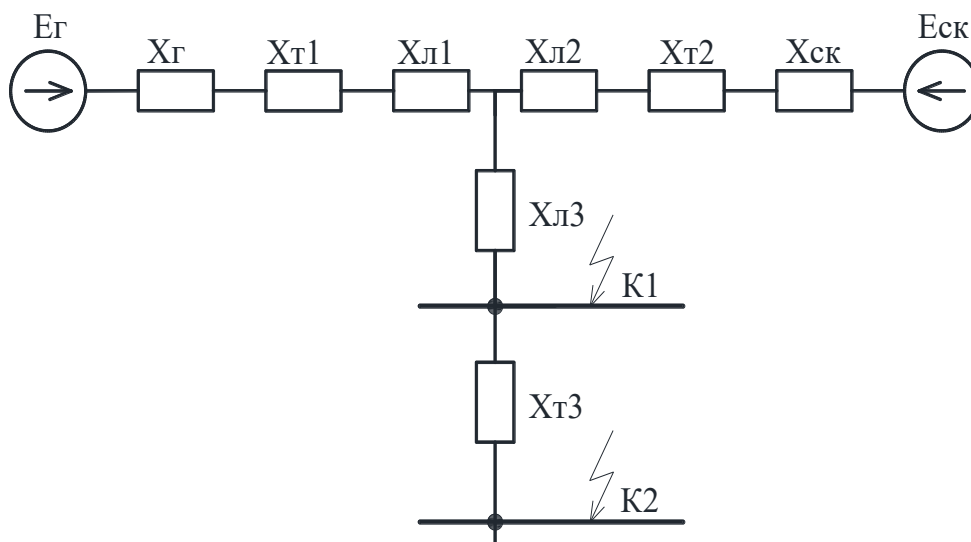


Рисунок 1.3 – Схема заміщення без врахування навантаження

Визначення приведених значень опорів:

$$X_m = \frac{U_{km}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном \ T}}$$

$$X_{mT1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,16 \text{ в. о.}$$

$$X_{mT2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{20} = 0,536 \text{ в. о.}$$

$$X_{mT3} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{32} = 0,33 \text{ в. о.}$$

$$X_{\Gamma} = X_{\Gamma}'' \cdot \frac{S_6}{S_{\Gamma}} = 0,12 \cdot \frac{100}{60} = 0,2 \text{ в. о.}$$

$$X_{\text{СК}} = X_{\text{СК}}'' \cdot \frac{S_6}{S_{\Gamma}} = 0,12 \cdot \frac{100}{6} = 2 \text{ в. о.}$$

Приведений опір ліній:

$$X_{\text{л}} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U^2}$$

$$X_{\text{л1}} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,18 \text{ в. о.}$$

$$X_{\text{л2}} = 0,4 \cdot 30 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,09 \text{ в. о.}$$

$$X_{\text{л3}} = 0,4 \cdot 15 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,04 \text{ в. о.}$$

Згортаємо послідовне з'єднання елементів, приведена на рисунку 1.4.

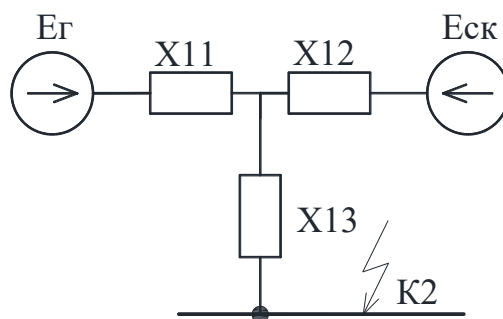


Рисунок 1.4 – Схема послідовного згорнення елементів

$$X_{11} = X_{\Gamma} + X_{mT1} + X_{\text{л1}}$$

$$X_{11} = 0,2 + 0,16 + 0,18 = 0,54 \text{ в. о.}$$

$$X_{12} = X_{\text{СК}} + X_{mT2} + X_{\text{л2}}$$

$$X_{12} = 2 + 0,536 + 0,09 = 2,63 \text{ в. о.}$$

Для точки КЗ – К1:

$$X_{13} = X_{л3} = 0,04 \text{ в. о.}$$

Для точки КЗ – К2:

$$X_{13} = X_{л3} + X_{мТ3} = 0,04 + 0,33 = 0,37 \text{ в. о.}$$

Замінюємо два джерела еквівалентним, приведено на рисунку 1.5:

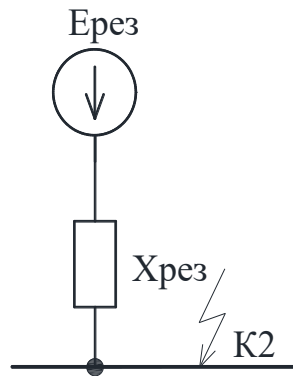


Рисунок 1.5 – Схема заміни двох джерел еквівалентним

$$E_{рез} = \frac{E_{г1} \cdot X_{12} + E_{ск} \cdot X_{11}}{X_{12} + X_{11}}$$

$$E_{рез} = \frac{1,08 \cdot 2,63 + 1,1 \cdot 0,54}{2,63 + 0,54} = 1,083 \text{ в. о.}$$

Згортаємо послідовно-паралельне з'єднання:

$$X_{рез} = X_{13} + \frac{X_{12} \cdot X_{11}}{X_{12} + X_{11}}$$

Для точки КЗ – К1:

$$X_{рез} = 0,04 + \frac{2,63 \cdot 0,54}{2,63 + 0,54} = 0,49 \text{ в. о.}$$

Для точки КЗ – К2:

$$X_{рез} = 0,37 + \frac{2,63 \cdot 0,54}{2,63 + 0,54} = 0,82 \text{ в. о.}$$

Розрахунок струму короткого замикання. Початкове значення періодичної складової струму КЗ для точки К у іменованих одиницях:

$$I_k = \frac{E_{рез}}{X_{рез}} \times I_6$$

де I_6 - базисний струм що знаходиться за формулою

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}$$

Для точки КЗ – К1:

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,52 \text{ кА}$$

$$I_k = \frac{1,083}{0,49} \cdot 0,52 = 1,15 \text{ кА}$$

Для точки КЗ – К2:

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,77 \text{ кА}$$

$$I_k = \frac{1,083}{0,82} \cdot 5,77 = 10,77 \text{ кА}$$

Ударний струм в точці КЗ.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k$$

$k_{уд}$ приймаємо 1,8

Для точки КЗ – К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,15 = 2,93 \text{ кА}$$

Для точки КЗ – К2:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,77 = 27,42 \text{ кА}$$

1.3.3 Розрахунок струмів КЗ з урахуванням навантаження

Складаємо схему заміщення. Дана схема приведена на рисунку 1.6.

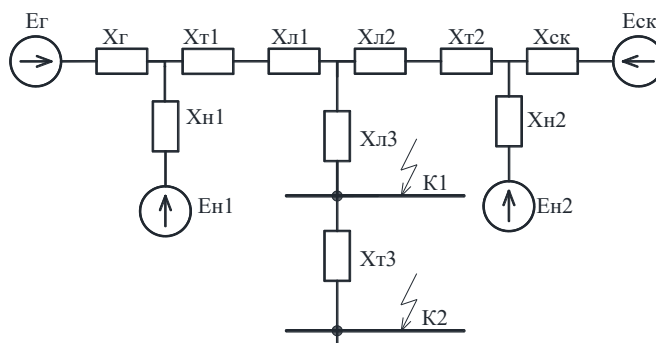


Рисунок 1.6 – Схема заміщення з урахуванням навантаження

Визначення відносних приведених параметрів елементів навантаження даної схеми будуть мати вигляд:

$$X_H = X_H'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{нагр}}}$$

$$X_{H1}'' = 0,35 \cdot \frac{100}{20} = 1,75 \text{ в. о.}$$

$$X_{H2}'' = 0,35 \cdot \frac{100}{20} = 1,75 \text{ в. о.}$$

Еквівалентні перетворення схеми, наведені на рисунку 1.7. Згортаємо послідовне з'єднання

$$X_{12} = X_{mT1} + X_{L1}$$

$$X_{12} = 0,16 + 0,18 = 0,34 \text{ в. о.}$$

$$X_{23} = X_{mT2} + X_{L2}$$

$$X_{23} = 0,536 + 0,09 = 0,63 \text{ в. о.}$$

Для точки КЗ – К1:

$$X_{24} = X_{L3} = 0,04 \text{ в. о.}$$

Для точки КЗ – К2:

$$X_{24} = X_{L3} + X_{mT3} = 0,04 + 0,33 = 0,37 \text{ в. о.}$$

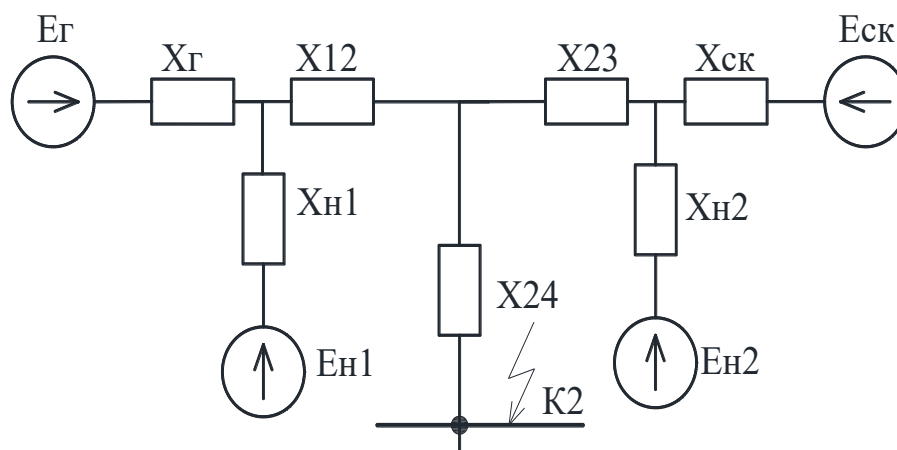


Рисунок 1.7 – Схема послідовного згорнення елементів з урахуванням навантаження

Заміна двох джерел, генератора та навантаження, еквівалентним

$$E_1 = \frac{E_{Г1} \cdot X_{H1} + E_{H1} \cdot X_{Г}}{X_{H1} + X_{Г}} = \frac{1,08 \cdot 1,75 + 0,85 \cdot 0,2}{1,75 + 0,2} = 1,056 \text{ в. о.}$$

$$E_2 = \frac{E_{СК} \cdot X_{H2} + E_{H2} \cdot X_{СК}}{X_{H2} + X_{СК}} = \frac{1,1 \cdot 1,75 + 0,85 \cdot 2}{1,75 + 2} = 0,957 \text{ в. о.}$$

Згорнемо паралельні з'єднання:

$$X_{01} = \frac{X_{H1} \cdot X_{Г}}{X_{H1} + X_{Г}} = \frac{1,75 \cdot 0,2}{1,75 + 0,2} = 0,18 \text{ в. о.}$$

$$X_{03} = \frac{X_{H2} \cdot X_{СК}}{X_{H2} + X_{СК}} = \frac{1,75 \cdot 2}{1,75 + 2} = 0,93 \text{ в. о.}$$

Згортаємо утворені послідовні з'єднання:

$$X_a = X_{01} + X_{12} = 0,18 + 0,34 = 0,52 \text{ в. о.}$$

$$X_b = X_{03} + X_{23} = 0,93 + 0,63 = 1,56 \text{ в. о.}$$

Замінюємо два утворені джерела еквівалентним:

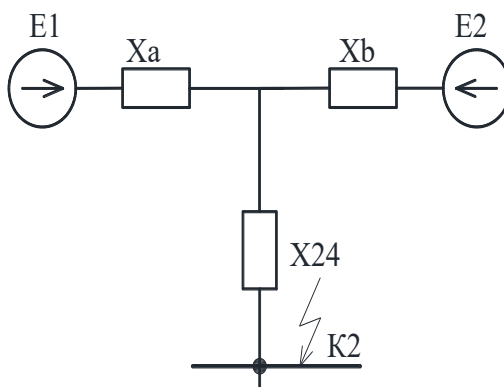


Рисунок 1.8 - Схема заміни двох джерел еквівалентним з урахуванням навантаження

$$E_{рез} = \frac{E_1 \cdot X_b + E_2 \cdot X_a}{X_b + X_a} = \frac{1,056 \cdot 1,56 + 0,957 \cdot 0,52}{1,56 + 0,52} = 1,03 \text{ в. о.}$$

Згорнемо паралельне з'єднання:

$$X_{ab} = \frac{X_a \cdot X_b}{X_b + X_a} = \frac{1,56 \cdot 0,52}{1,56 + 0,52} = 0,39 \text{ в. о.}$$

Згортаємо послідовне з'єднання опорів

Для точки КЗ – К1:

$$X_{\text{рез}} = X_{ab} + X_{24} = 0,39 + 0,04 = 0,43 \text{ (в. о.)}$$

Для точки КЗ – К2:

$$X_{\text{рез}} = X_{ab} + X_{24} + X_{\text{мТЗ}} = 0,39 + 0,04 + 0,33 = 0,76 \text{ (в. о.)}$$

Розрахунок струму короткого замикання. Початкове значення періодичної складової струму КЗ для точки К у іменованих одиницях:

$$I_k = \frac{E_{\text{рез}}}{X_{\text{рез}}} \cdot I_6$$

де I_6 - базисний струм що знаходиться за формулою

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}$$

Для точки КЗ – К1:

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,52 \text{ кА}$$

$$I_k = \frac{1,03}{0,43} \cdot 0,52 = 1,23 \text{ кА}$$

Для точки КЗ – К2:

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,77 \text{ кА}$$

$$I_k = \frac{1,03}{0,76} \cdot 5,77 = 7,82 \text{ кА}$$

Ударний струм в точці КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_k$$

$k_{\text{уд}}$ приймаємо 1,8

Для точки КЗ – К1:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,53 = 3,13 \text{ кА}$$

Для точки КЗ – К2:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,82 = 19,9 \text{ кА}$$

Порівняння струмів короткого замикання

Без урахування навантаження:

Для точки КЗ – К1:

$$I_{KЗ} = 1,15 \text{ кА}$$

Для точки КЗ – К2:

$$I_{KЗ} = 10,77 \text{ кА}$$

З урахуванням навантаження:

Для точки КЗ – К1:

$$I_{KЗ} = 1,23 \text{ кА}$$

Для точки КЗ – К2:

$$I_{KЗ} = 7,82 \text{ кА}$$

Висновки

1. Задана підстанція на стороні 110 кВ виконана за схемою містка де встановлені два роз'єднувачі типу S2DA123 з вимикачем типу GL312 в робочій перемичці. Дана схема підстанції забезпечую високу надійність, а також являється гнучкою в разі монтажних або ремонтних робіт. На стороні 10 кВ вибрана типова схема де кожний силовий трансформатор має власну секцію. Дані секції між собою з'єднані, вразі якщо трансформатор однієї секції вийде з ладу, то інший трансформатор на деякий період забезпечить живлення найбільш відповідальних споживачів.

2. Було проведено опис основного обладнання підстанції, надані їх основні характеристики, що дає змогу перевірити обладнання на відповідність розрахунковим значенням струмів короткого замикання.

3. З метою вибору пристроїв релейного захисту проведені розрахунки струмів короткого замикання. Розрахунки струмів короткого

замикання були проведені з урахуванням навантаження і без нього. Для подальших розрахунків по вибору пристрої релейного захисту були взяті найбільші значення.

4. Задача проекту полягає в виборі і розрахунках релейного захисту трансформаторів типу ТД-32000/110 та обладнання закритого та відкритого розподільчого пристроїв.

2 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

2.1 Пошкодження силових трансформаторів.

Силові трансформатори конструктивно досить надійні, завдяки відсутності обертових частин. Однак в процесі експлуатації можливі і трапляються пошкодження і порушення нормальних режимів роботи. Пошкодження силових трансформаторів [7]:

Основними видами пошкоджень трансформаторів є:

- міжфазні к.з. в обмотках і на виводах трансформаторів;
- однофазні та двофазні к.з. на землю (для трансформаторів з ефективно заземленою нейтраллю) в обмотках і на виводах;
- однофазні замикання на землю (для трансформаторів з ізольованою нейтраллю);
- виткові замикання;
- "пожежа" магнітопроводу.

До особливих режимів роботи трансформатора зараховують режими надструмів в обмотках трансформатора (надструми менші від струмів міжфазних к.з., але більші від номінальних струмів).

Причинами виникнення надструмів можуть бути: Зовнішні к.з.; Хитання в системі; Перевантаження; Перезбудження.

Ненормальні режими: Неприпустимі перевантаження; Пониження рівня масла; Розкладання його при перегріві; Проходження струмів зовнішніх КЗ.

2.2 Вибір релейного захисту

Згідно ПУЕ [6], трансформатор потребує наступні види захистів:

- захист від внутрішніх пошкоджень для трансформаторів менше 4 МВА;
- максимальний захист і струмове відсічення, для трансформаторів більшої потужності - диференційний захист;

- захист від пошкодження всередині бака трансформатора або РПН - газовий захист трансформатора та пристрої РПН з дією на сигнал і відключення;

- захист від зовнішніх коротких замикань (КЗ) - максимальний струмовий захист (МСЗ) з блокуванням за напругою або без неї. Вона ж використовується як резервна захист трансформаторів від внутрішніх пошкоджень;

- захист від однофазних КЗ на сторонах трансформатора з глухозаземленою нейтраллю;

- захист від перевантаження з дією на сигнал. У ряді випадків, на підстанціях (ПС) без обслуговуючого персоналу, захист від перевантаження виконується з дією на розвантаження або на відключення.

Крім безпосередньо захистів, потрібні додаткові струмові органи, наприклад для автоматики охолодження, блокування РПН. Виходячи з переліченого вище, всі захисти трансформаторів можна розділити на дві групи: основні та резервні захисти. Основні захищають трансформатор від внутрішніх пошкоджень та ненормальних режимів в самому трансформаторі або на його шинах. Резервні захищають обмотки трансформатора від надструмів зовнішніх КЗ при пошкодженнях на приєднання прилеглої мережі, а також по можливості резервують основні захисти трансформатора.

Зазвичай, у якості основного захисту трансформаторів використовується диференційний захист (ДЗ). Такий захист призначений для захисту від КЗ між фазами, на землю і від виткових замикань. Принцип дії ДЗ заснований на порівнянні величин і напрямку струмів до і після елемента, який захищається.

В розділі 1 описано обладнання і схема підключення підстанції 110/10 кВ. В якості комутаційного обладнання даної підстанції використовується обладнання компанії Schneider Electric (Франція). У зв'язку з цим і

релейний захист буде спроектовано на мікропроцесорних пристроях SEPAM виробництва також тієї компанії .

В якості основних захистів трансформатора 110 кВ приймаємо поздовжній диференційний захист з гальмуванням та газовий захист. Резервними захистами являються: на стороні НН – МСЗ з комбінованим пуском напруги; на стороні ВН – МСЗ зворотної послідовності, МСЗ з пуском по напрузі від трифазних КЗ; на стороні СН – ДЗ та струмовий захист нульової послідовності.

Для виконання поставленої задачі по захисту трансформатора приймаємо до установки релейний захист SEPAM T87 сериї 80 компанії Schneider Electric.

Диференціальний захист терміналу Seram T87 виконується пофазно (рисунок 2.1), включає диференціальну відсічку і чутливий диференціальний захист з процентною гальмівною характеристикою і блокуваннями по другій і п'ятій гармонікам [8, 9]. Короткий опис представлено в Додатку А.

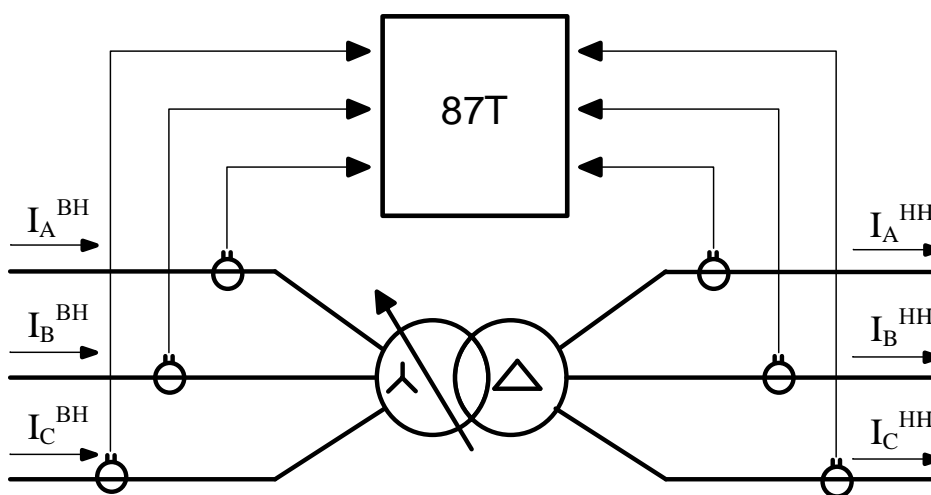


Рисунок 2.1. Диференціальний захист Seram T87

2.3 Розрахунок релейного захисту трансформатора ТД-32000/110/10

2.3.1 Вибір параметрів спрацювання диференціального захисту

2.3.1.1 Визначення придатності встановлених трансформаторів струму

За умовою вирівнювання вторинних струмів за величиною:

$$0,1 \cdot I_{\text{ном т}} < I_{\text{ном тт}} < 2,5 \cdot I_{\text{ном т}} \text{ (умова фірми)}$$

Номінальні струми силового трансформатора за формулою

$$I_{\text{ном т}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}};$$

$$I_{\text{ном 110}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 160,6 \text{ A};$$

$$I_{\text{ном 10}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1760,1 \text{ A};$$

$$0,1 \cdot 160,6 = 16 < 150 < 2,5 \cdot 160,6 = 401,5 - \text{ для ТТ боку 110 кВ-}$$

умова дотримана;

$$0,1 \cdot 1760,1 = 176 < 1500 < 2,5 \cdot 1760,1 = 4400,2 - \text{ для ТТ боку 10 кВ-}$$

умова дотримана.

2.3.1.2 Перевірка можливості використання гальмування

Умовою використання цього гальмування є вимога, щоб амплітудне значення кидка струму намагнічування було менше 8-кратного номінального струму трансформатора:

$$I_{\text{бр.нам}} (\text{Ампл.}) < 8 I_{\text{ном т}}$$

$$I_{\text{бр.нам.}} (\text{Ампл.}) = 1571 \text{ A}$$

$$I_{\text{бр.нам.}} (\text{Ампл.}) / I_{\text{ном}} = 1571 / 160,6 = 9,7$$

Отже застосовується традиційне гальмування.

2.3.1.3 Визначення мінімального струму спрацювання

Визначення мінімального струму спрацьовування з урахуванням, що $K_{\text{пер}} = 1,0$:

$$I_{\text{дс}} = 1,1 (1,0 \cdot 0,1 + 0,16 / (1 - 0,16) + 0,02) = 0,34$$

Приймаємо щодо встановлення $I_{\text{дс}} = 34\%$

2.3.1.4 Визначення крутизни першої похилої ділянки гальмівної характеристики

Визначення крутизни першого похилої ділянки гальмівної характеристики по:

$$Id / It * = 1,1 \cdot (2,0 \cdot 0,1 + 0,16 / (1 - 0,16) + 0,02) = 0,4515$$

Приймаємо щодо встановлення $Id / It = 45\%$

2.3.1.5 **Визначення точки зміни крутизни гальмівної характеристики**

Точка зміни крутизни гальмівної характеристики по:

$$SLP = 2 + 3/4 \cdot 5,464 / 3 \cdot 0,45 = 5,25$$

Приймаємо щодо встановлення $SLP = 5,0$

2.1.3.6 **Визначення крутизни другої похилої ділянки гальмівної характеристики**

Визначення крутизни другого похилої ділянки гальмівної характеристики по:

$$Id / It2 = 65\%$$

Приймаємо щодо встановлення

$$Id / It2 = 65\%$$

2.3.1.7 **Визначення струму спрацювання диференційної відсічки**

Визначення струму спрацьовування диференціального відсічення.

Налаштування від кидка струму намагнічування по:

$$Id_{\max} = 1,4 \cdot 5,46 = 7,6$$

Налаштування від максимального значення зовнішнього короткого замикання по:

Максимальне значення зовнішнього КЗ буде при 3'х фазному пошкодженню на стороні 10 кВ в режимі мінімального опору силового трансформатора. найменший опір трансформатора буде при негативному становищі анцапф РСН:

$$115 \text{ кВ} - 0,16 \cdot 115 = 96,6 \text{ кВ. } U_{\text{кз}} \text{ для } U = 96,6 \text{ кВ одно } 9,9\%:$$

$$Z_{\text{тр}} = (U_{\text{к\%}} / 100) \cdot U_{2\text{ном.}} / S_{\text{ном.}} = (9,9 / 100) \cdot 96,62 / 32 = 30 \text{ Ом}$$

Результуючий опір до місця короткого замикання:

$$Z\Sigma = Z_L + Z_{Tr} = 6 + 30 = 36 \text{ Ом}$$

Струм короткого замикання дорівнює:

$$I(3) = (115000/3) / 36 = 1065 \text{ А що відповідає } K = 1065 / 160,6 = 6,6$$

$$I_{n1}$$

Гальмівна характеристика диференціального захисту Seram T87 для захисту трансформатора ТД-32000/110 приведена на рис. 2.3 (лист2)

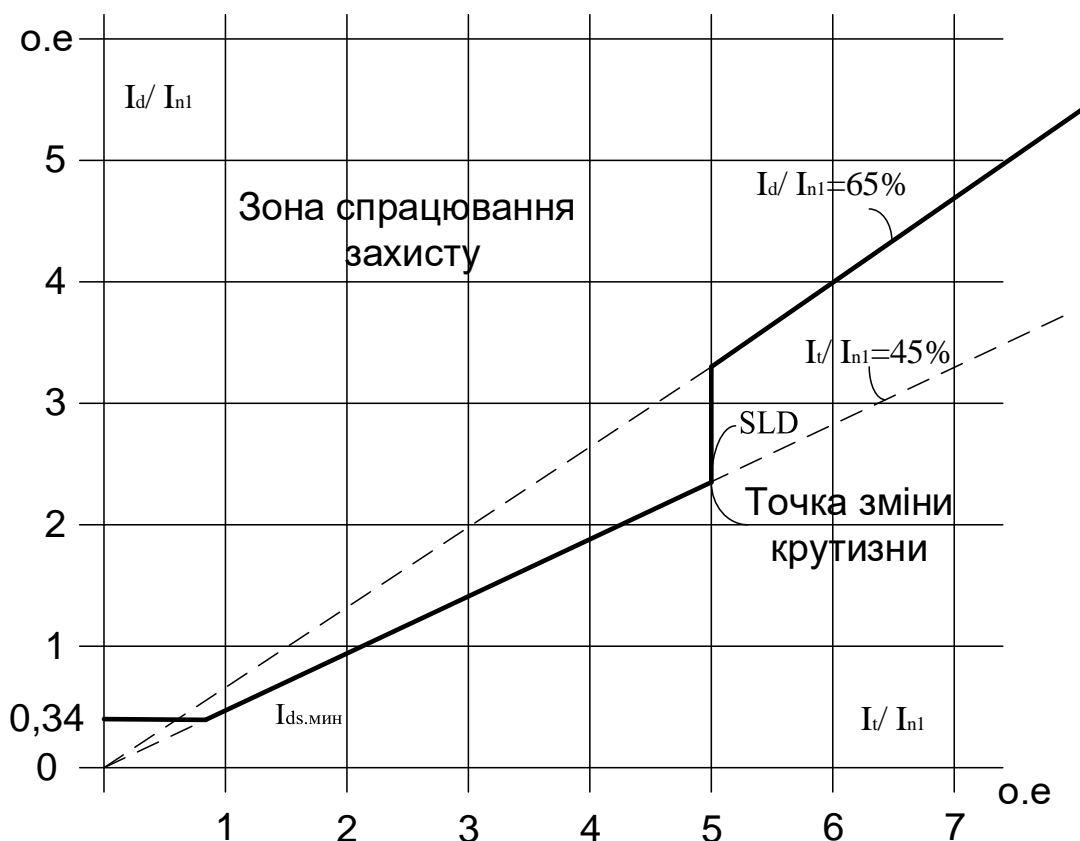


Рисунок 2.3 - Гальмівна характеристика диференціального захисту Seram T87 для захисту трансформатора ТД-32000/110

Струм спрацьовування диференціального відсічення по:

$$I_{d\max.} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 6,6 = 5,54 I_{n1}$$

Приймаємо щодо встановлення $I_{d\max.} = 6 I_{n1}$

2.3.1.8 Уставки блокувань по другій і п'ятій гармонікам

Уставки блокувань по другій і п'ятій гармоніки приймаються:

$$I_{2f} / I_{1f} = 15\% \text{ с поперечним блокуванням}$$

$$I_{5f} / I_{1f} = 35\% \text{ з пофазним блокуванням}$$

2.3.1.9 Алгоритм роботи диференційного захисту

Алгоритм роботи диференційного захисту показаний на рисунку 2.4 (лист 2). Диференціальний захист терміналу SEPAM T87 виконана пофазної. Вона включає диференціальне відсічення і чутливий диференціальний захист з процентною гальмівною характеристикою і блокуваннями по другій і п'ятій гармонікам. Для запобігання помилкового спрацьовування диференційного захисту в цьому режимі фірмою Schneider Electric використаний спосіб виміру в диференційному струмі величини 2 гармоніки, яка з'являється при включенні трансформатора під напругу. У пристрої передбачена можливість додаткового блокування по 2 гармоніці при включенні трансформатора. Додаткове блокування використовується тоді, коли зміст гармонік в струмі включення незначне. Блокування диференційного захисту в режимі перезбудження силового трансформатора виконана шляхом фіксації в диференційному струмі п'ятої гармоніки. Для запобігання помилкової роботи диференційного захисту при несправності струмових ланцюгів передбачена спеціальне блокування, що виявляє обрив в ланцюзі фази трансформаторів струму сторін силового трансформатора. В роботі пристрою T87 передбачений режим тестування, який дозволяє полегшити перевірку функції диференційного захисту.

Традиційний алгоритм передбачає попарне порівняння вхідних параметрів, необхідних для роботи диференційного захисту, з заданими граничними значеннями (Уставками). Граничні значення визначаються на основі досвіду експлуатації та в ряді випадків не є оптимальними, тому часто приймаються з великим запасом і не враховують вплив інших параметрів. Наприклад, блокування диференціального захисту по 2 гармоніки може уповільнити роботу захисту із-за насичення трансформаторів струму при внутрішньому пошкодженні з великими струмами короткого замикання. Уповільнення дії захисту призведе до збільшення розмірів пошкодження і збільшення вартості ремонту. Даний недолік відсутній в методі нейронної мережі, який визначає необхідність

дії на відключення або блокування на підставі комплексного аналізу всіх вхідних величин, який напроцьовується в процесі навчання в реальних і модульованих умовах. При традиційному гальмуванні необхідно задати вид гальмівної характеристики, уставки диференціального відсічення і уставки 2 і 5 гармонік. При використанні самоадаптіруючого гальмування потрібно задати тільки гальмівну характеристику, причому, тільки горизонтальну частину (I_{ds}) і першу похилу частину (I_d / I_t). Всі решта характеристики не встановлюються. Єдине обмеження, введені фірмою, 'застосування штучної нейронної схеми можливо на тих трансформаторах, для яких амплітудне значення кидка струму намагнічування не перевищує 8 кратного діючого значення номінального струму силового трансформатора.

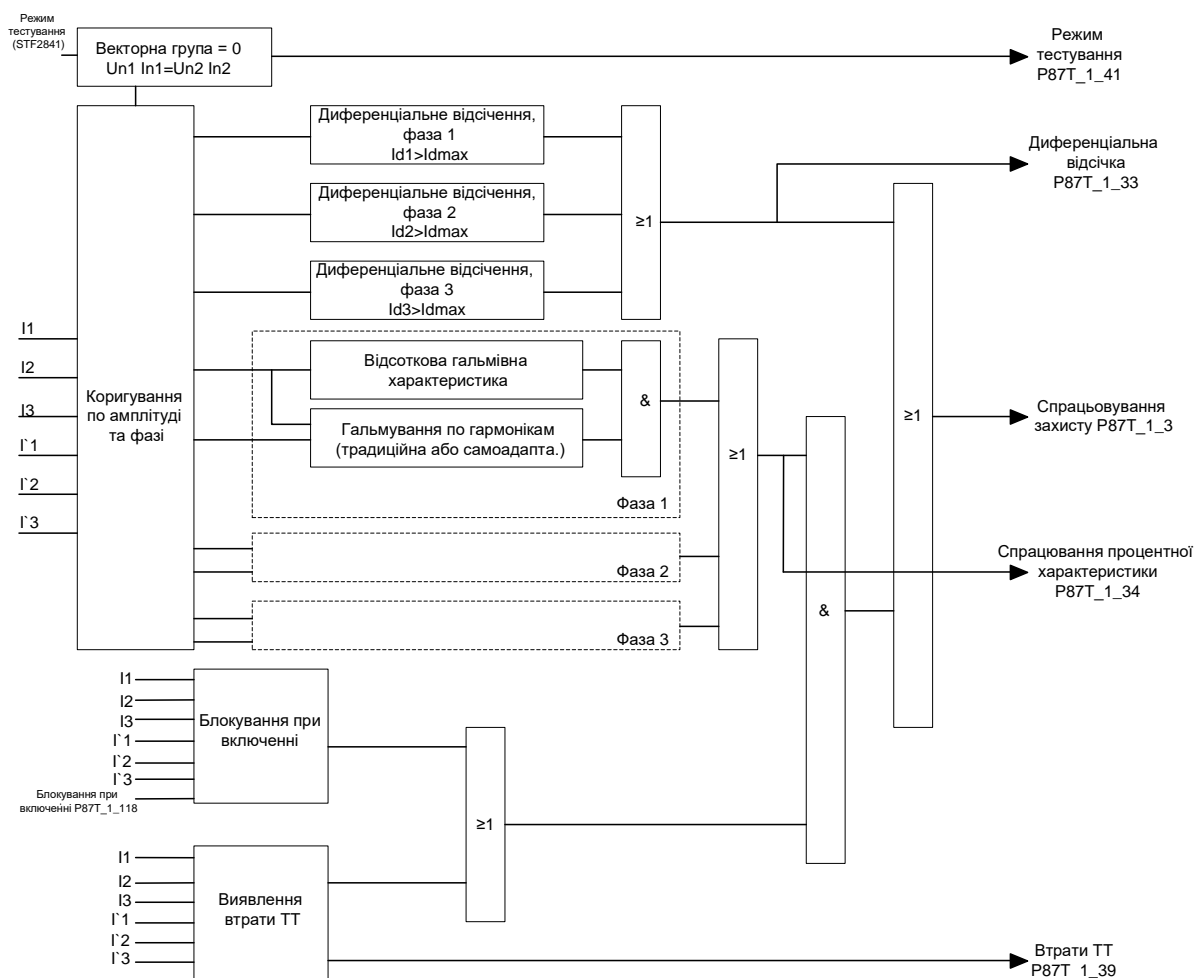


Рисунок 2.4 - Алгоритм роботи диференціального захисту трансформатора Sepam T87

2.3.2 Газовий захист трансформатора

Газовий захист використовується у силових трансформаторах, автотрансформаторах, реакторах та інших електричних апаратах, що знаходяться у заповненому маслом бакові із розширювачем; цей захист спрацьовує на усі пошкодження, які виникають усередині бака трансформаторів, під час яких виділяється газ, пришвидшене переміщення масла чи суміші масла із газом від бака до розширювача, а також на зменшення масла нижче усталеного рівня.

Під час виникнення окремих небезпечних пошкодженнях силового трансформатору спрацьовує лише даний захист, в момент коли «електричні» захисти силового трансформатора не спрацьовують. Такими пошкодженнями трансформатора є замикання між витками в обмотки, виникнення пожежі в сталі магнітопровода, деякі неполадки перемикачів відгалуження та інші пошкодження, які супроводжуються виникненням значних місцевих підвищень температури частин трансформатора.

Вагомою перевагою газового захисту є те, що він спрацьовує відразу при виникненні ушкодження, при цьому струми замикань між витками обмотки чи замикань обмотки на корпус незначні, це дозволяє уникнути подальший розвиток ушкодження трансформатора та в переважній кількості випадків дає можливість значно зменшити масштаб його ремонту. Дане реле складається із двох елементів, які працюють незалежно один від одного: вищий елемент - сигнальний та нижчий – відключаючий.

Під час деякого зниження рівня масла верхній сигнальний елемент реле буде знаходитися уже не в маслі та за рахунок сили тяжіння опуститься, замкнувши при цьому сигнальний контакт.

По аналогії до цього сигнальний елемент діє і при зниженні рівня масла в реле, причиною якого можуть бути витік масла з баку чи сильне зниження температури масла. При сильному зниженні температури масла сигнальний елемент діє, тільки у випадках коли рівень масла буде нижчим

за допустимий так як масло вчасно не долили. У таких ситуаціях відключаючий елемент залишатиметься у маслі та не буде діяти. При виникненні великих пошкоджень трансформатору, причиною яких є інтенсивне виділення газу, спостерігається явище кидка масла до розширювача, при цьому за рахунок впливу потоків масла повертається відключаючий елемент реле, замикаючи власний контакт.

Від внутрішніх ушкоджень застосовуємо газовий захист на реле типу РПГЗ-66, що фіксує появу в баці ушкодженого трансформатора газу. Реле встановлюють у мастилопроводі між баком та розширювачем. Номінальна напруга $U_{\text{ном}} = 220\text{В}$; швидкість руху масла та газу $V = 0,6 \text{ } 1,2 \text{ м/с}$, час спрацювання $t_{\text{сп}} = 0,05 - 0,5\text{с}$.

Газове реле типу РПГЗ-66 двоступінчасте. Перша ступінь діє на сигнал при дрібних ушкодженнях усередині корпусу при виділеннях газу в незначних обсягах. Друга ступінь діє на швидкість руху потоку газу або рідини $0,65\text{м/с}$.

2.3.3 Максимальний струмовий захист трансформатора

Максимальний струмовий захист з пуском за напругою виконується на основі наступних пристроїв:

- а) струмове реле;
- б) фільтр-реле напруги зворотної послідовності; в) реле мінімальної напруги.

Струм спрацювання МСЗ вибирається за наступними умовами:

за умовою відбудування від номінального струму силового трансформатора:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{відс}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном}}$$

де $k_{\text{відс}} = 1,2$ – коефіцієнт відбудування; $k_{\text{в}} = 0.95$ – коефіцієнт повернення;

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,2}{0,95} * 160,6 = 202,863 \text{ А}$$

за умовою узгодження із захистами сусідніх з'єднань:

$$I_{сз} \geq k_H I_{сз.см.пр}$$

де $k_H = 1,1$ – коефіцієнт надійності узгодження; $I_{сз.см.пр}$ – струм спрацювання захисту сусіднього з'єднання; узгодження виконуємо з МСЗ приєднаних кабельних ліній.

$$I_{сз.см.пр} = 34 \text{ A}$$

$$I_{сз.см.пр} = 34 * 1,1 = 38 \text{ A}$$

$$I_{сз} = 202,863 \text{ A} \geq 38 \text{ A}$$

Напруга спрацювання приладу фільтр-реле напруги зворотної послідовності вибирається за формулою:

$$U_{2сз} = 0,06 * U_{ном} = 0,06 * 10 = 0,6 \text{ кВ}$$

Первинна напруга спрацювання мінімального реле напруги вибирається за наступними умовами:

повернення реле після локалізації зовнішнього короткого замикання:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{min}}{k_{відс} * k_B}$$

$U_{min} = 0,9 * U_{ном} = 0,9 * 10 = 9 \text{ кВ}$ – мінімальна допустима робоча напруга;

$k_{відс} = 1,2$ – коефіцієнт відбудування;

$k_B = 1,2$ – коефіцієнт повернення;

$$U_{сз} \leq \frac{9}{1,2 * 1,2} = 6,25 \text{ кВ}$$

відбудування від напруги самозапуску під час увімкнення пригальмованих двигунів після дії АПВ чи АВР:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{сзап}}{k_{відс}}$$

$U_{сзап}$ – напруга у місцях встановлення захистів при самозапуску двигуна; в орієнтовних розрахунках:

$$U_{сзап} = 0,7 * U_{ном} = 0,7 * 10 = 7 \text{ кВ}$$

Маємо:

$$U_{сз} \leq \frac{7}{1,2} = 5,83 \text{ кВ}$$

Чутливість захисту для струмового реле:

$$I_{кз}^2 = 12,58 * \frac{\sqrt{3}}{2} = 10,895 \text{ кА}$$

$$k_{ч} = \frac{I_{кз}^2}{I_{сз}} = \frac{10,895}{0,101} = 103,86 > 1,5$$

Із розрахунків видно, що даний захист забезпечує потрібну чутливість, і тому його можна використовувати для захисту трансформатора.

2.3.4 Захист від перевантаження

Захист від перевантаження для усіх трансформаторів (резервних і робочих) побудований на основі одного реле струму, що вмикається на струм однієї із фаз. Даний захист спрацьовує при симетричних перевантаженнях, він працює на сигнал із деякою витримкою часу, це дозволяє черговому персоналу вжити необхідних заходів щодо усунення перевантаження.

Струм спрацювання захисту відстроюється від номінального струму трансформатора:

$$I_{сз} = \frac{K_{відс}}{K_{в}} * I_{ном} = \frac{1,08}{0,8} * 160,6 = 216,81$$

де $K_{відс}=1,08$ - коефіцієнт відстроювання [7];

$K_{в}$ - коефіцієнт повернення [7];

Струм спрацювання реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} * K_{сх}}{K_{тс}} = \frac{216,81 * \sqrt{3}}{800/5} = 2,347 \text{ А}$$

2.4 Реалізація захисту на мікропроцесорних пристроях SEPAM («Schneider Electric»)

Як вказано у підрозділі 2.2 для реалізації захисту вибрана схема на базі SEPAM T87. Захисні функції SEPAM T87 серії 80 приведені у додатку А.

Далі наведена схема підключення SEPAM T87 серії 80 рисунок 2.5.

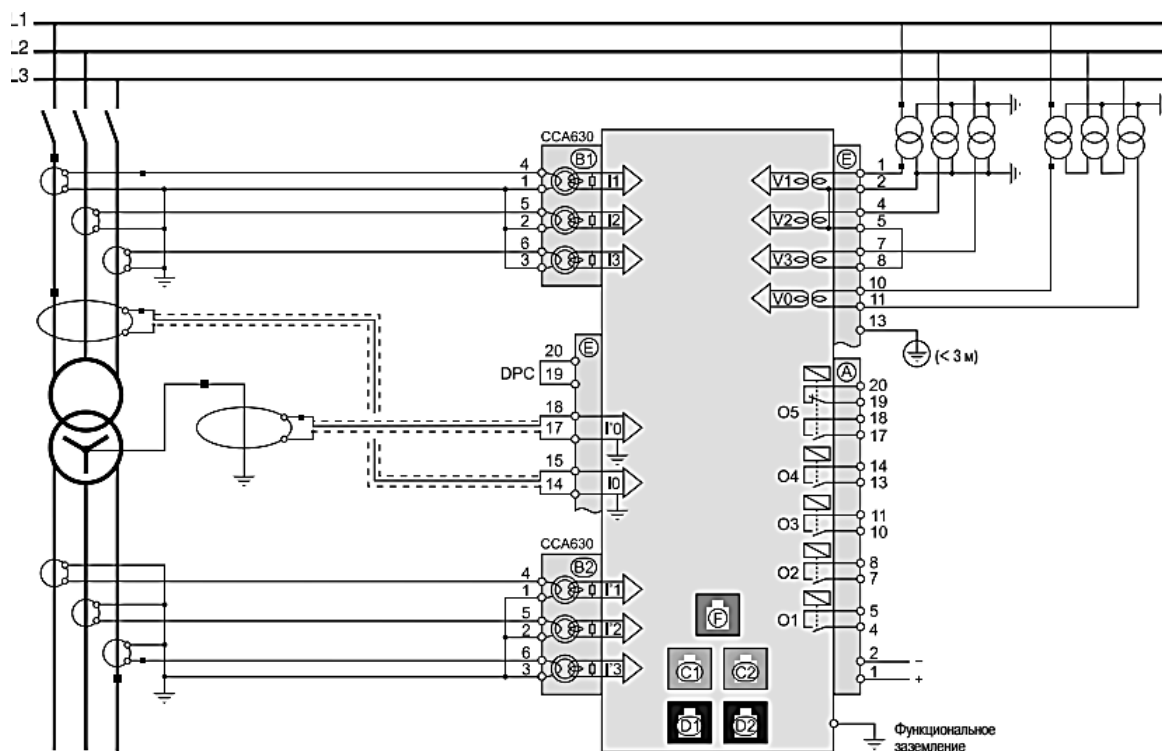


Рисунок 2.5 - Схема підключення SEPAM T87

На листі 3 (рис. 2.6) представлена згідно з структурна побудова панелі захисту трансформатора на базі пристроїв типу Seram. Пристрої Seram реалізують широкий ряд функцій в різних областях релейного захисту і автоматики в повній відповідності з вимогами ПУЕ [4] та інших діючих нормативних документів. Пристрої Seram 87 здійснюють такі захисти трансформатора :

- диференційний захист без витримки часу (основний) з налаштуванням від кидків струму намагнічування і струмів небалансу (ANSI 87T);
- максимальний струмовий захист (резервний), працюючий окремо від основного і при необхідності маючий блокування по напрузі (ANSI 50V/51V);
- прискорення МСЗ при включенні на КЗ (ANSI 50N/51N 50G/51G);
- захист при перевантаженню по струму (ANSI 50/51);
- захист при збільшенні температури масла (на сигнал) (ANSI 38/49T);
- газовий захист від зниження рівня масла і міжвиткових замиканнях (на сигнал та на відключення) (ANSI 26/63);
- захист нульової послідовності (ANSI 27TN/64G2; 64G).

Функції управління та автоматика включає в себе: відключення вимикача (вимикачів) зі сторони трансформатора; автоматичне включення обдування трансформатора; пуск ПРВВ (пристрої резервування відмови вимикачів); постійний діючий контроль справності ланцюгів живлення; контроль справності ланцюгів включення.

Функціональне призначення терміналів SEPAM серії 80 та алгоритм роботи системної автоматики визначають програмним забезпеченням змінного картриджа. У програмі змінного картриджа також записуються всі налаштування та регулювання, виконані користувачем. Заміною картриджею можна змінити призначення цифрового терміналу. Для збереження великого обсягу записаних осцилограмм аварійних процесів (при випробуванні оперативного харчування) використовується літєва батарея.

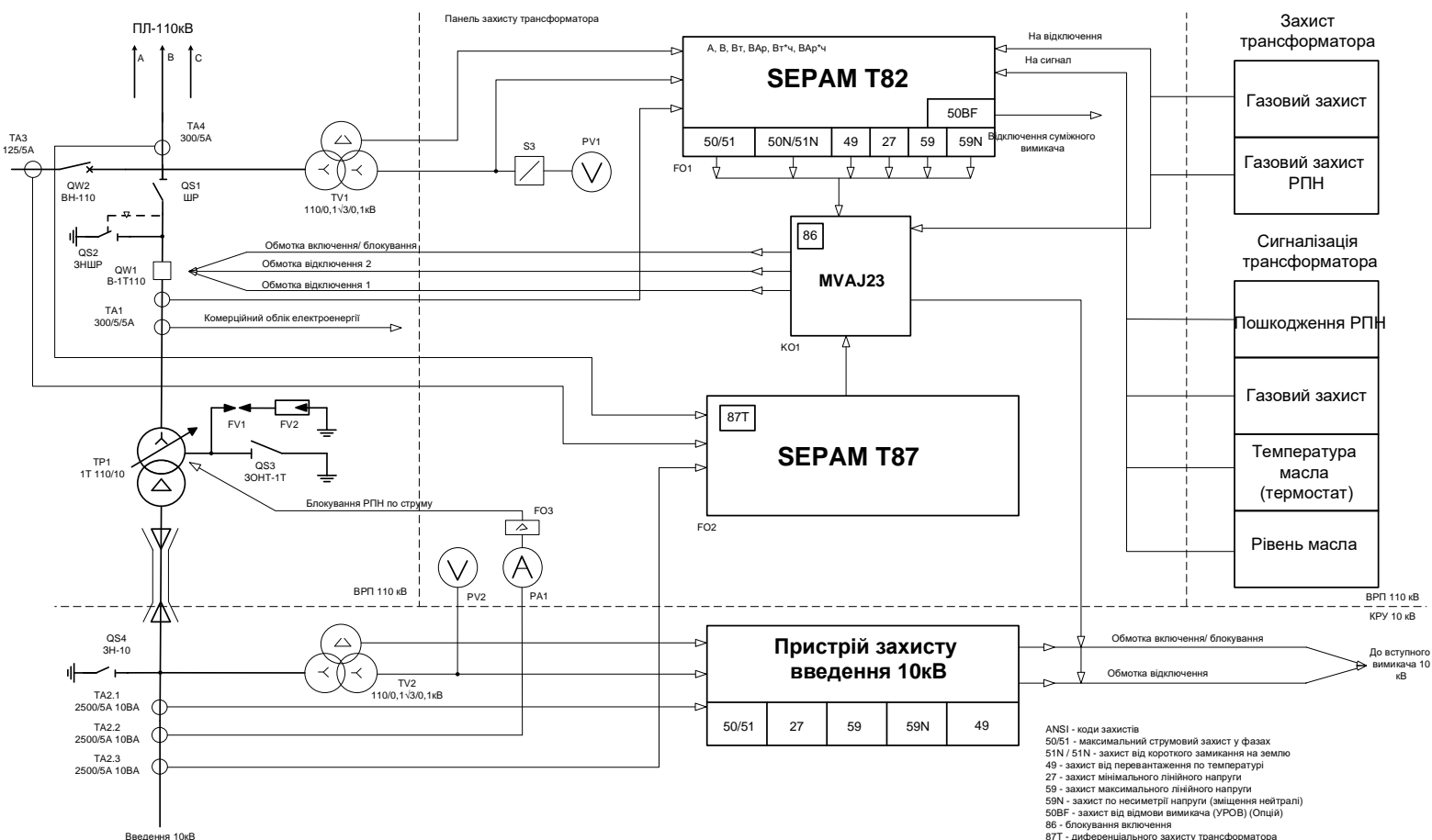


Рисунок 2.6- Панель захисту трансформатора. Схема електрична структурна.

Висновки

1. Для реалізації захистів трансформаторів застосовуються пристрої виробництва Шнейдер Електрок (Франція), що відповідає сучасним

вимогам. Захисти трансформаторів 110/10 кВ виконані на мікропроцесорних пристроях релейного захисту SEPAM

2. Основний захист трансформатора реалізовано у вигляді диференціального захисту з гальмуванням в пофазному виконанні на базі SEPAM T87.

3. Побудована гальмівна характеристика диференційного захисту підтверджує його працездатність. Крутизна першої похилої ділянки гальмівної характеристики 45%, другої похилої ділянки гальмівної характеристики 65%, струмом спрацювання диференційної відсічки 1065 А.

4. Приведена загальна структура побудови панелі захисту трансформатору відповідає всім вимогам ПУЕ та ПТЕ. Панель об'єднує:

- диференційний захист Schneider Electric серії Sepam 80 (T87) з крутизною першої похилої ділянки гальмівної характеристики 45%, крутизною другої похилої ділянки гальмівної характеристики 65% і струмом спрацювання диференційної відсічки 1065 А;

- МСЗ з пуском по напрузі, струм спрацювання якого дорівнює 202,86 А;

- захист від перевантаження;

- захист від замикань на землю;

- дуговий захист;

- газовий захист.

5. Вибрані захисти трансформаторів відповідають встановленим вимогам, забезпечують швидкий і селективний захист обладнання.

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА

ОБЛАДНАННЯ ВРП-110 КВ

3.1 Вибір пристроїв захисту ліній 110 кВ

Для захисту ліній 110кВ згідно з правилами улаштування електроустановок передбачається наступний захист [6]:

1. Диференційно-фазного височастотного захисту;
2. Триступеневий дистанційна захист від міжфазних коротких замикань;
3. Максимальний струмовий спрямований захист нульової послідовності від короткого замикання на землю;
4. Струмове відсічення від міжфазних коротких замикань, в якості додаткового захисту;
5. Автоматичне повторне вмикання.

Для реалізації цих захистів приймаємо до установки релейний захист REL фірми "Asea Brown Boveri Ltd" ("ABB") , так як на другому кінці лінії стоїть силове обладнання цього ж виробника.

Згідно с рекомендаціями виробника ABB [10] для захисту повітряної лінії 110 кВ вибираємо REL серії 561 та REL 670 - пристрій дистанційного захисту лінії [11,12].

На рисунку 3.1 показано схему підключення захисту REL 561[11].

Він вміщує всі необхідні захисти, які потрібні для захисту повітряних ліній, а саме:

1. Диференційний захист лінії DIFL;
2. Швидкодіючий максимальний струмовий захист IOC;
3. Максимальний струмовий захист з витримкою часу TOC;
4. Контроль обриву провідника BRC;
5. Контроль втрати напруги LOV;

6. Контроль перевантаження OVLD;

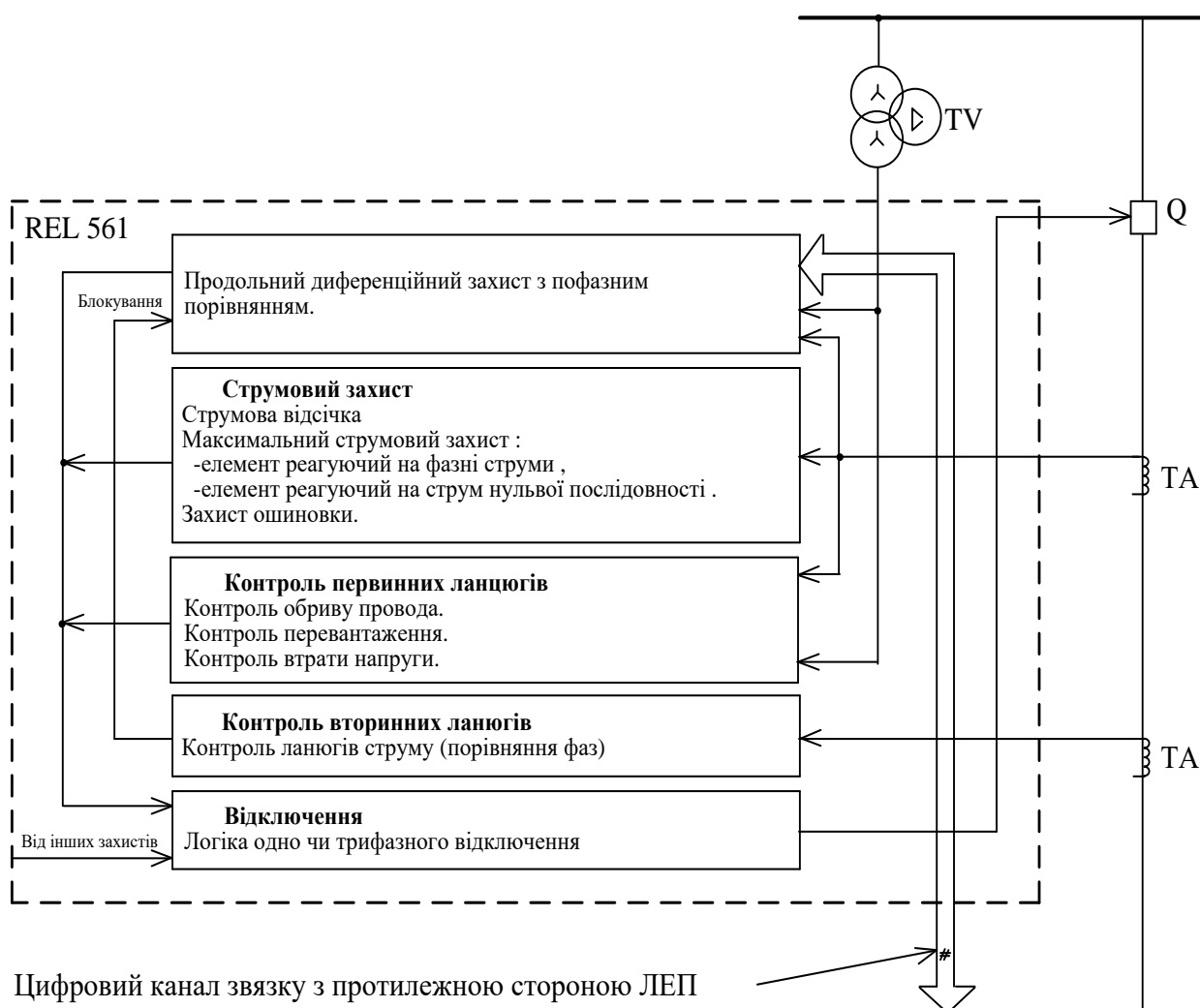


Рисунок 3.1 – Схема підключення захисту REL 561

3.2 Розрахунок пристроїв захисту повітряної лінії 110 кВ.

3.2.1 Розрахунок диференційно-фазного високочастотного захисту ліній 110 кВ

1. Визначається первинний струм спрацювання реле напівкомплектів 1 і 2 по умові налагодження від максимального робочого струму за виразом:

$$I_{с.р.н.}^{(n)} = \frac{k_n}{k_g} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 420 = 530,5A,$$

где $I_{раб.макс}=420A$ – максимальний робочий струм лінії;

$k_n=1,2$ – коефіцієнт надійності;

$k_v=0,95$ – коефіцієнт повернення реле.

2. Визначається первинний струм спрацювання реле напівкомплекту 1 за умовою узгодження по чутливості з реле напівкомплекту 2 за виразом :

$$I_{c.p.n.}^{(0)} = k_n \cdot I_{c.p.n.}^{(n)} = 1,2 \cdot 530,5 = 636,6A,$$

де $I_{c.p.n.}=530,5A$ – первинний струм спрацювання реле REL 561 напівкомплекту 2; $k_n = 1,2$ - коефіцієнт надійності.

3. Відповідно до загальних принципів виконання схем диференційно-фазної високочастотного захисту ліній 110кВ проводиться розрахунок уставок пристрою фільтр-реле пускового органу. Розглядається можливість не використання струму нульової послідовності в пусковому органі.

Первинний струм небалансу фільтра струму зворотної послідовності визначається за виразом (3.3):

$$I_{2нб.л} = k_{2нб} \cdot I_{раб.макс} = 0,025 \cdot 420 = 10,5A,$$

де $k_{2нб}=0,025$ – коефіцієнт, що визначає значення струму небалансу.

Визначається уставка по струму зворотної послідовності за виразом:

$$I_{2уст} \geq I_{2расч.в} = \frac{k_3 k_H}{k_B n_T} (I_{2нб.л} + I_{2несим.л}) = \frac{2 \cdot 1,2}{1,05 \cdot 84} (10,5 + 10,5) = 0,57A,$$

де $k_3=2$ - відношення струму спрацювання вимикаючого реле струму спрацювання пускового реле;

$k_n=1,2$ – коефіцієнт надійності;

$k_v=1,05$ – коефіцієнт повернення;

$n_T=420/5=84$ – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

Відповідно до рекомендацій приймається максимальна уставка

$$I_{2уст} = 2A.$$

4. Перевіряється чутливість відключаючого реле пускового органу. Розрахунок проводиться для випадку короткого замикання на захищаємій лінії у шин підстанції II. При цьому в якості розрахункового прийнятий мінімальний режим системи I і максимальний режим системи II.

Відповідно з результатами розрахунку струмів КЗ. розрахунковим для перевірки чутливості є замикання однієї фази на землю ($I_{2к.з.мин}^{(1)} < I_{2к.з.мин}^{(1,1)}$).

Коефіцієнт чутливості визначається за виразом:

$$k_{\psi} = \frac{I_{2к.з.мин}^{(1)}}{I_{2с.р} \cdot n_T} = \frac{1150}{2 \cdot 84} = 6,845 > 2$$

де $I_{2к.з.мин}^{(1)} = 1150A$ – струм зворотної послідовності при розрахунковому короткому замиканні.

Пристрій фільтр-реле при невикористанні струму $3I_0$ задовольняє вимогам чутливості. У зв'язку з цим відсутня необхідність використання струму $3I_0$ в пусковому органі.

5. Перевіряється чутливість реле струму. В якості розрахункового розглядається трифазне коротке замикання у шин підстанції II в мінімальному режимі роботи системи I. Коефіцієнт чутливості визначається за виразом :

$$k_{\psi} = \frac{I_{к.з.мин}^{(3)}}{I_{с.р.н}^{(0)}} = \frac{1230}{636,6} = 1,932 \geq 1,5$$

Реле струму задовольняє вимогам чутливості при трифазних к. з. на захищаємій лінії. Відповідно до загальних принципів виконання схем диференційно-фазної високочастотного захисту ліній 110-330кВ необхідно розрахувати реле опору .

6. Розрахунок параметрів реле опору. Визначається первинний мінімальний опір в місці установки захисту в максимальному навантажувальному режимі за виразом :

$$Z_{\text{раб.мин}} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб.макс}}} = \frac{0,9 \cdot 115000}{\sqrt{3} \cdot 420} = 142 \text{ Ом},$$

где $U_{\text{ном}}=115000\text{В}$ — номінальна міжфазна напруга лінії;

$I_{\text{раб.макс}}=420\text{А}$ — максимальний робочий струм лінії.

Визначається первинний мінімальний опір спрацьовування РО за виразом :

$$Z_{\text{с.р.л}} \leq \frac{Z_{\text{раб.мин}}}{k_n k_{\phi} \cos(\phi_{\text{м.ч}} - \phi_{\text{раб}})} = \frac{142}{1,2 \cdot 1,05 \cdot 0,87} = 130 \text{ Ом},$$

де $\phi_{\text{м.ч}}=75^\circ$ — кут максимальної чутливості реле ; $\phi_{\text{раб}}=45^\circ$ — кут повного опору навантаження (відповідає $\cos\phi_{\text{нагр}}=0,87$), $k_n=1,2$ — коефіцієнт надійності; $k_{\phi}=1,05$ — коефіцієнт повернення.

7. Коефіцієнт чутливості реле опору визначається за виразом (3.9):

$$k_{\phi} = \frac{Z_{\text{с.р.л}}}{Z_{\text{л}}} = \frac{130}{4,2} = 30,9 > 1,5 ,$$

де $Z_{\text{л}}=10,5 \cdot 0,4=4,2$ Ом — опір захищуваної лінії.

Перевіряється чутливість реле опору по струму точної роботи за виразом:

$$k_{\phi.T} = \frac{I_{2\text{к.з.мин}}^{(3)}}{I_{\text{р.т}} \cdot n_T} = \frac{1230}{2,5 \cdot 84} = 5,85 > 1,3$$

де $I_{\text{р.т}}=2,5$ А — струм точної роботи реле.

8. Приймається значення коефіцієнта фільтра маніпуляції $k = 6$ відповідно до загальних принципів виконання схем диференційно-фазної високочастотного захисту ліній 110кВ. Перевіряється допустимість прийнятого значення $K=6$ за умовою забезпечення переважного порівняння фаз струмів зворотної послідовності при пошкодженні на захищасій лінії. Розглядається замикання фаз В і С на землю на захищасій лінії у шин протилежної підстанції в мінімальному режимі роботи системи I і максимальному - системи II. З метою спрощення із запасом розрахунковий первинний струм прямої

послідовності $I_{1расч}$ прийнятий рівним сумі абсолютних значень аварійної складової струму прямої послідовності при розрахунковому пошкодженні і струму навантаження:

$$I_{1расч} = I_{1к.з.мин}^{(1.1)} + I_{раб.макс} = 1230 + 420 = 1650A$$

Первинний струм зворотної послідовності, протікаючий через місце установки розглянутого напівкомплекта при розрахунковому вигляді пошкодження .

$$I_{2расч} = I_{2к.з.мин}^{(1.1)} = 550A,$$

По виразу (3.12) перевіряється прийняте значення k :

$$k = k_n \frac{I_{1расч}}{I_{2расч}} = 1,2 \cdot \frac{1650}{550} = 3,6 < 6,$$

де k_n — коефіцієнт надійності, рівний 1,2.

Решта розрахунків не проводилися у зв'язку з тим, що однофазне к. з. на землю не є розрахунковим ($x_{0\Sigma} \approx x_{2\Sigma}$).

Перевіряється наявність на виході фільтра маніпуляції напруги, достатньої для надійної маніпуляції при несиметричних коротких замиканнях, за виразом (3.13):

$$k = \frac{n_T I_{1мин} + I_{1расч}}{I_{2расч}} = \frac{84 \cdot 1,5 + 1650}{550} = 3,2 < 6,$$

де $I_{1мин} = 1,5A$ — мінімальний вторинний струм прямої послідовності на вході фільтра маніпуляції, при якому забезпечується надійна маніпуляція.

Перевіряється наявність на виході фільтра маніпуляції напруги, достатнього для надійної маніпуляції, при симетричних коротких замиканнях за виразом (3.14). Перевірка проводиться для випадку симетричного к.з. у шин підстанції, на якій встановлено розглянутий напівкомплект захисту. Передбачається, що при зазначеному пошкодженні похибка трансформаторів струму розглянутого напівкомплекту не перевищує 20% при максимальному режимі роботи

системи:

$$k = \frac{3 \left(0,92 - \frac{n_T I_{1\text{мин}}}{I_{\text{к.з}}^{(3)}} \right)}{f_i} = \frac{3 \left(0,92 - \frac{84 \cdot 1,5}{7820} \right)}{0,2} = 13,55 > 6,$$

где $f_i=0,2$ – похибка трансформаторів струму (у відносних одиницях);

$I_{\text{к.з.}}^{(3)}=7820\text{А}$ – максимальний розрахунковий первинний струм трифазного короткого замикання.

Як впливає з розрахунків, допустимо прийняти значення коефіцієнта фільтра маніпуляції $k = 6$.

3.2.2 Розрахунок струмової вісічки

Відстройка від трифазного короткого замикання в кінці лінії

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 1,230 = 1599\text{А}$$

Відстройка від трифазного короткого замикання «за спиною» в максимальному режимі роботи системи

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 7,820 = 10166\text{ А}$$

Прийнята ставка: $I_{\text{с.з}} = 10166\text{ А}$.

Час спрацювання : 0с .

3.2.3 Триступеневий дистанційний захист

Дистанційний захист лінії реалізуємо на терміналі REL 670 - пристрій дистанційного захисту лінії [12].

ДЗ ліній з двостороннім живленням виконується з 3 ступенів:

1 ступінь - дистанційне відсічення, охоплює = 85% від довжини лінії й діє без витримки часу;

2 ступінь - охоплює з деяким запасом = 125% всю лінію і відбудована за часом з 1 ступенем ДЗ ліній відходять від шин протилежної ПС. Витримка часу не перевищує 1 с.

3 ступінь - забезпечує далеке резервування, відбудовується від опору навантаження, з витримкою часу до декількох секунд.

Розрахунковий вираз для визначення опір першого ступеня:

$$Z_{с.з.1} \leq \frac{Z_{л}}{1 + \beta + \delta}$$

де β - коефіцієнт, що враховує похибки ТС і ТН і терміналу ДЗ в бік збільшення зони, що захищається, за даними [2] приймається 0,05;
 δ - коефіцієнт, що враховує погрішність, викликану неточністю розрахунку первинних електричних величин, за даними [12] приймається 0,1;

$Z_{л1}$ і $Z_{л2}$ - опори ліній.

При прийнятих значеннях коефіцієнтів

$$Z_{с.з.1} \leq \sim 0,85 * Z_{л1}$$

Визначимо активний опір:

$$R = r_0 * L_w = 0,118 * 25 = 2,95 \text{ Ом}$$

Індуктивний опір:

$$X = X_0 * L_w = 0,435 * 25 = 10,88 \text{ Ом}$$

Опір:

$$Z_{л} = R + jX = 2,95 + j10,88 = 11,27 e^{74,83^\circ}$$

Абсолютна величина першого ступеня ДЗ:

$$Z_{с.з.1} \leq \sim 0,85 * 11,27 = 9,58 \text{ Ом}$$

$$R_{с.з.1} + jX_{с.з.1} \sim 0,85 * (2,95 + j10,88) = 2,5 + j9,25 \text{ Ом}$$

Чутливість першого ступеня не вимагає перевірки.

Характеристичний кут реле (кут максимальної чутливості) ДЗ терміналу REL670 становить 75 градусів.

Визначимо параметри характеристики 1 ступені ДЗ у вигляді чотирикутника (Рисунок 3.1).

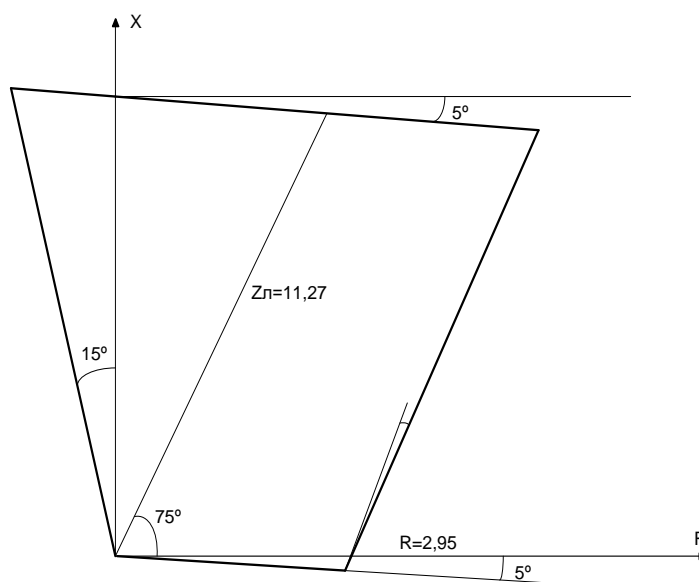


Рисунок 3.1 Характеристика 1 ступеню ДЗ

Для підвищення селективності ДЗ при дугових замиканнях поза зоною дії першого ступеня нахил верхньої сторони характеристики щодо осі R задаємо рівним мінус 5 ° [12].

З огляду на те, що опір дуги з наближенням точки КЗ до джерела живлення зменшується, кут нахилу правого боку характеристики задаємо менше кута лінії, щоб захист реагував на дугове замикання через перехідний опір. Прийmemo різницю кутів дорівнює 5 ° [12].

Для забезпечення спрацьовування ДЗ при близьких КЗ через перехідний опір кут нахилу нижньої сторони характеристики задаємо рівним мінус 5 ° щодо осі R [12]. З огляду на похибки дистанційного органу, кут нахилу лівого боку характеристики задаємо рівним 15 ° щодо осі X [12]. Другий ступінь для ліній відсутній.

Третій ступінь ДЗ здійснюється по умові налагодження від мінімального опору в умовах самозапуску навантаження після відключення КЗ по формулі:

$$Z_{c.3.3} = \frac{Z_{\text{самозапуску}}}{k_H * k_B * \cos(\varphi_{Z_{c.3.3}} - \varphi_{\text{роб}})}$$

де $k_H = 1,2$ - коефіцієнт надійності;

$k_B = 1,05$ – коефіцієнт повернень REL 670;

$\varphi_{\text{роб}}$ - кут навантаження в режимі самозапуску двигуна, не більше 45° ;

$\varphi_{Z_{\text{с.з.з}}}$ - кут максимальної чутливості третього ступеня, приймаємо 75° ;

$Z_{\text{самозапуску}}$ - мінімальне значення опору в місці установки ДЗ в умовах самозапуска навантаження, визначається за виразом:

$$Z_{\text{самозапуску}} = \frac{U_{\text{мін.}}}{\sqrt{3} * k_{\text{самозапу.}} * I_{\text{роб.макс.}}}$$

де $U_{\text{мін.}}$ - мінімальне значення напруги в місці установки ДЗ в умовах самозапуска двигуна, приймаємо $0,8U_{\text{ном.}} = 176 \text{ кВ}$;

$k_{\text{самозапу.}}$ - коефіцієнт, що враховує збільшення струму при самозапуску двигуна, приймаємо рівним 1,5;

$I_{\text{роб.макс.}}$ - максимальне значення робочого струму ВЛ розраховуємо по навантаженні, що живиться ПС або по робочому максимальному току трансформатора з урахуванням перевантаження:

$$I_{\text{роб.макс}} = \frac{1,4 * S_{\text{т.роб.макс}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном.}}}$$

$$I_{\text{роб.макс}} = \frac{1,4 * 32000}{\sqrt{3} * 115} = 224,9 \text{ А}$$

Тоді опір в умовах самозапуску:

$$Z_{\text{самозапуску}} = \frac{176}{\sqrt{3} * 1,5 * 0,2249} = 301,21 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{с.з.з}} = \frac{301,21}{1,2 * 1,05 * \cos(75 - 45)} = 276,04 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{с.з.з}} \sim Z_{\text{с.з.з}} * \cos(75^\circ) = 276,04 * 0,259 = 71,49 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{с.з.з}} \sim Z_{\text{с.з.з}} * \sin(75^\circ) = 276,04 * 0,966 = j266,65 \text{ Ом}$$

Витримка часу вибирається так, щоб захисти, що працюють в одному напрямку, мали час спрацювання на ступінь селективності більше захистів попередньої ділянки, тому поставимо витримку часу третього ступеня:

$$t_{\text{ДЗ}_3} = t_{\text{ДЗ}_2} + 0,2$$

$$t_{ДЗ_3} = 1,3 + 0,2 = 1,5$$

Зведемо отримані результати в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 - Уставки дистанційний захисту лінії

Уставка	Значення	Опис
ДЗ 1 ступінь		
$Z_{с.з.1}$	9,58 Ом	Опір першого ступеня ДЗ
$R_{с.з.1}$	2,5 Ом	Активний опір
$X_{с.з.1}$	9,25 Ом	Реактивний опір
$t_{ДЗ_1}$	0	Діє без витримки часу
ДЗ 3 ступінь		
$Z_{с.з.3}$	276,04 Ом	Опір третього ступеня ДЗ
$R_{с.з.3}$	71,49 Ом	Активний опір
$X_{с.з.3}$	266,65 Ом	Реактивний опір
$t_{ДЗ_3}$	1,5 с	Витримка часу 3-ї ступені ДЗ

3.2.4 Максимальний струмовий спрямований захист нульової послідовності (від замикань на землю)

Розрахунок ступенів МСЗП полягає в визначенні струмів спрацьовування захистів, витягів часу і чутливості кожного ступеня захисту. Витримки часу МСЗП виконуються поступово, а також відповідати вимогам селективності і узгоджуватися з попередніми ступенями. струми навантаження при цьому не враховуються. Визначимо уставки першого ступеня МСЗП. Струм спрацьовування першого ступені відбудовується від струмів небалансу в нульовому проводі ТТ при якому замикання між трьома фазами за трансформаторами питомих підстанцій.

$$I_{с.з1} \geq \frac{K_{отс} * K_{пер} * K_{нб}}{K_{тт}} I_{кз}$$

Де: $K_{отс}=1,25$ - коефіцієнт відбудови;

$K_{нб}=0,05$ - коефіцієнт небалансу;

$K_{пер} = 2$ - коефіцієнт збільшення струму в перехідному режимі КЗ;

$K_{тт} = 300$ - коефіцієнт трансформації ТТ;

$I_{кз}$ - сталий струм трифазного КЗ за трансформатором.

Знайдемо струм спрацьовування першого ступеня захисту:

$$I_{с.з1} \geq \frac{1,2 * 2 * 0,05}{60} 1230 = 2,46 \text{ А}$$

Перевірка першого ступеня на чутливість виробляємо за формулою:

$$K_{ч} = \frac{I_{орасч}}{I_{с.зі}} \geq 1,3$$

де: $I_{орасч}$ - струм, що проходить через захист при однофазному КЗ на землю в кінці захищеної лінії в розрахунковому режимі.

$$K_{ч} = \frac{580}{60 * 5} = 1,93$$

Перший ступінь МСЗП відповідає вимогам чутливості.

Уставка за часом першого ступеня МСЗП задається самої мінімальної, без витримки часу:

$$T_{сзі} = 0 \text{ с.}$$

Визначаємо уставки другого ступеня захисту. Струм спрацьовування другої ступені захисту вибирається з умови відбудови від струму небалансу в нульовому проводі трансформаторів струму при КЗ між трьома фазами за трансформаторами питомих підстанцій:

$$I_{с.зп} \geq \frac{K_{отс} * K_{пер} * K_{нб}}{K_{тт}} I_{кз}^{(1)}$$

де: $K_{пер} = 1,5$ - коефіцієнт збільшення струму в перехідному режимі КЗ.

$$I_{с.з1} \geq \frac{1,2 * 1,5 * 0,05}{60} 1230 = 1,845 \text{ A}$$

Перевірка другого ступеня МСЗП на чутливість повинна відповідати умові:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{омин}}}{I_{с.зi}} \geq 1,5$$

Де: $I_{\text{омин}}$ - мінімальний струм, що проходить через захист при однофазному КЗ на землю в кінці лінії

Перевіримо другу сходинку захисту на чутливість:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1420}{60 * 4} = 5,9$$

Другий ступінь захисту пройшла перевірку на чутливість.

Уставка за часом другого ступеня вибирається з урахуванням часу дії ПРВВ елементів, з яким проводиться узгодження:

$$T_{сзII} = t_{сз} + t_{\text{ПРВВ}} + t_{\text{ВВ}} + \Delta t$$

Де: $t_{сз}$ - час спрацьовування захистів, з якими проводиться узгодження;

$t_{\text{ПРВВ}}$ - час дії ПРВВ;

$t_{\text{ВВ}}$ - власний час відключення вимикачів.

Зробимо розрахунок другої уставки спрацьовування захисту по часу:

$$T_{сзII} = 0 + 0,3 + 0,02 = 0,32 \text{ с.}$$

Третій ступінь ПРВВ відбудовується від кидка струму намагнічування трансформатора, але як правило, на тупикових лініях нема потреби використовувати третю сходинку захисту.

3.2.5 Автоматичне повторне вмикання (АПВ)

Для розрахунку витримки часу пристрою ТАПВ не враховується основний швидкодіючий захист, тобто розглядається найгірший випадок, обумовлює найбільші витримки часу пристрою ТАПВ.

Час відключення вимикача кінця лінії, для якої ведеться розрахунок $t_{0.в.с}$ не враховується, так як схеми АПВ пускаються при замиканні ланцюга відключення раніше, ніж повністю відключиться вимикач.

Витримка часу трифазного АПВ:

$$t_{АПВ} \geq t_d + t_{р.рз.п} + \Delta t_{р.рз.п} - t_{р.рз.с} + \Delta t_{р.рз.с}$$

де t_d - час деіонизації повітря, по [1] приймає 0,2 с;

$t_{р.рз.п}$, $t_{р.рз.с}$ - час спрацьовування релейного захисту протилежної і свого кінця лінії, приймаємо рівними 0,3;

$\Delta t_{р.рз.п}$, $\Delta t_{р.рз.с}$ - розкид витягів часу релейного захисту протилежного і свого кінця лінії, приймаємо рівними 0,3.

$$t_{АПВ} \geq 0,2 + 0,3 - 0,3 + 0,3 = 0,8 \text{ с}$$

Зведемо отримані результати в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 - Уставки ТАПВ ВЛ

Уставка	Значення	Опис
ТАПВ	Ведено	Введення в роботу АПВ
$t_{АПВ}, \text{с}$	0,8	Витримка часу АПВ

3.2.6. Пристрій резервування відмови вимикача

Уставка спрацьовування ПРВВ по току в терміналі REL 670 задається у вигляді відсотків від базового струму. За замовчуванням в терміналі встановлено значення 10%, яке доцільно залишити. За базовий струм приймаємо робочий максимальний струм ліній $I_{роб.макс.вл} = 420 \text{ А}$.

Час спрацьовування ПРВВ:

$$t_{ПРВВ} = t_{від.в} + t_{повер.ПРВВ} + t_{похиб.ПРВВ} + t_{зап}$$

де $t_{від.в} = 0,028$ - повний час відключення вимикача GL 312;

$$t_{ПРВВ} = 0,028 + 0,05 + 0,025 + 0,1 = 0,203 \text{ с}$$

Зведемо отримані результати в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 - Уставки ПРВВ

Уставка	Значення	Опис
ПРВВ	Введено	Функція ПРВВ задіяна
$I_{\text{роб.макс.вл}}$	420	Базовий струм
$I_{\%, A}$	10	Уставка по струму
$t_{\text{ПРВВ}}, \text{с}$	0,203	Витримка часу ПРВВ

3.3 Реалізація захисту на мікропроцесорних пристроях АВВ

Особливості:

- Задана конфігурація, що дозволяє скоротити витрати на проєктування і пуско-наладку
- Корпус розміром 1/2 від стандартної 19 "касети
- Поздовжня диференційна струмовий захист лінії з пофазним порівнянням і контролем струмових ланцюгів
- Ненаправлена максимальна струмовий захист (МТЗ) за струмами - фазним і 3Іо
- Захист від теплового перевантаження
- Трифазне відключення
- Функції реєстрації аномальних режимів і реєстрації подій
- Багатоцільовий інтерфейс людина машина (ІЛМ)
- Послідовний зв'язок з можливістю одночасного використання декількох протоколів (одночасно можна використовувати три порти зв'язку)
- Покращений самоконтроль і реєстратор подій
- Синхронізація часу з точністю 1 мс
- Чотири незалежні групи уставок
- Потужне спеціалізоване програмне забезпечення для контролю, моніторингу та конфігурації користувачем

На рисунок 3.2 – зображена схема підключення релейного захисту REL 561

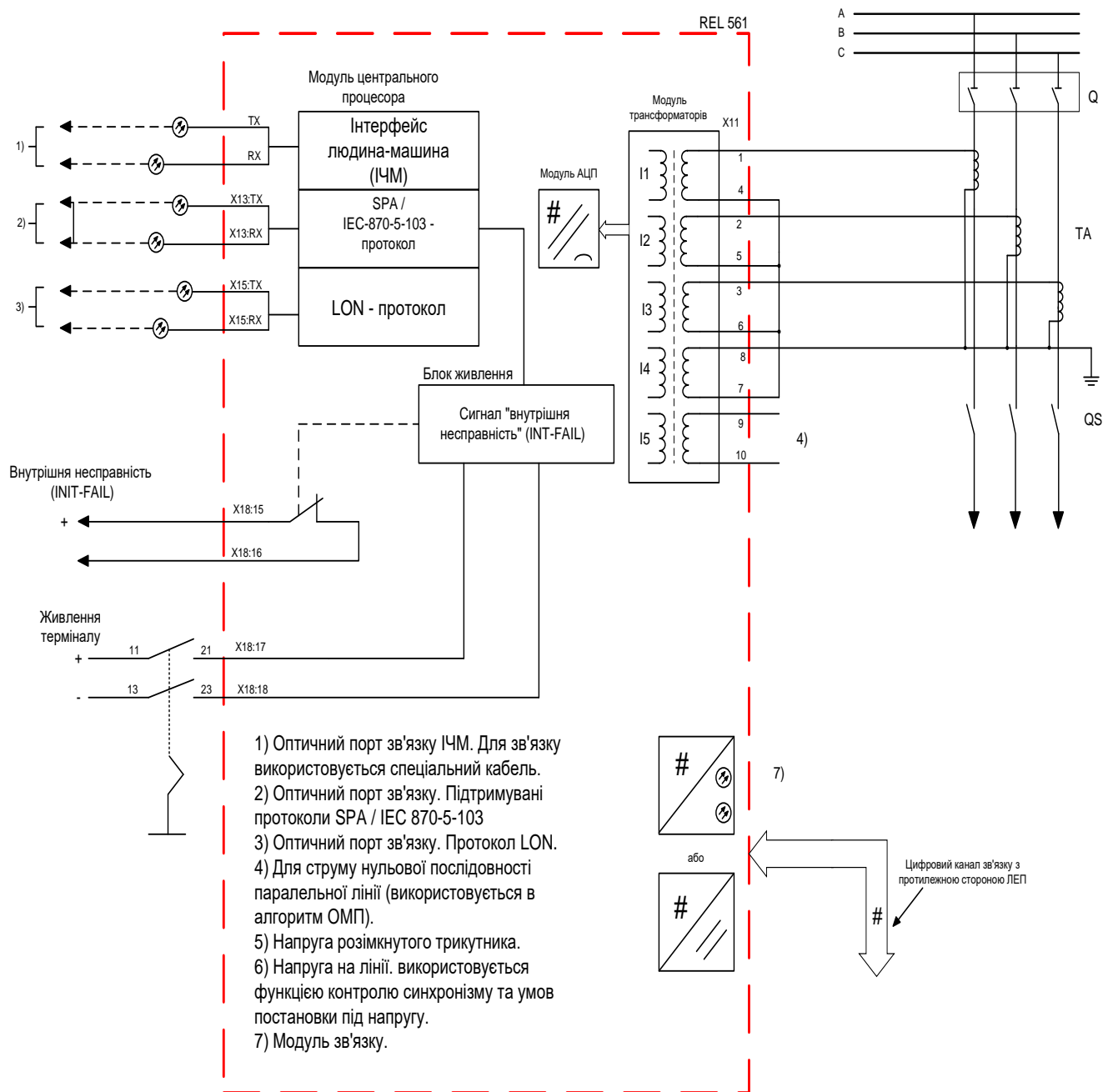


Рисунок 3.2 – Схема підключення REL 561

Базові функції і апаратне забезпечення.

Диференціальний захист лінії:

- Диференціальний захист лінії (DIFL);
- Швидкодіюча максимальний струмовий захист (IOC);
- Максимальний струмовий захист з витримкою часу (TOC);
- Фазная захист від теплового перевантаження (THOL);
- Контроль струмових ланцюгів (CTSU);

- Логіка трифазного відключення (TR);
- Реєстратор аномальних режимів (DRP);
- Реєстратор подій (EV);
- Реєстратор аварійних величин;
- Моніторинг аналогових змінних величин
- Апаратне забезпечення: Корпус - $\frac{1}{2}$ 19 ". Дискретні входи / виходи, розміщені в блоці живлення (4 входи, 4 реле) 110 або 220 В. Модуль дискретних входів / виходів (8 входів, 12 реле) 110 або 220В

Висновки

1. Для реалізації захистів повітряних ліній застосовуються пристрої виробництва АВВ, що відповідає сучасним вимогам. Захисти повітряних ліній 110 кВ виконані на мікропроцесорних пристроях релейного захисту REL.

2. Основний захист ліній реалізовано у вигляді диференціального захисту лінії і відкодуючого максимального струмовий захист REL 561/

3. Побудована характеристика диференційного захисту 1 ступеня та розраховано 3 ступінь. Відстройка від трифазного короткого замикання «за спиною» в максимальному режимі роботи системи становить 10166

4. Приведена загальна структура побудови панелі захисту трансформатору відповідає всім вимогам ПУЕ та ПТЕ. Панель об'єднує:

- Диференційний захист лінії DIFL;
- Швидкодіючий максимальний струмовий захист ІОС;
- Максимальний струмовий захист з витримкою часу ТОС;
- Контроль обриву провідника ВРС;
- Контроль втрати напруги LOV;
- Контроль перевантаження OVLD.

5. Вибрані захисти ліній відповідають встановленим вимогам, забезпечують швидкий і селективний захист обладнання.

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ОБЛАДНАННЯ ЗРП-10 кВ

На листі 1 показано, що основними приєднаннями секцій 10 кВ являються ввідні лінії, секційний вимикач, відхідні кабельні лінії, трансформатори власних потреб і трансформатори КТП 10/0.4 кВ. Також передбачається встановлення автоматичного включення резерву (АВР) на стороні 10 кВ.

4.1 Вибір пристроїв захисту приєднань закритого розподільчого пристрою 10 кВ

Для виконання поставленої задачі по захисту обладнання закритого розподільчого пристрою приймаємо до установки релейний захист Seram компанії Schneider Electric, так як на підстанції було прийнято встановлення комірок SM6 фірми Schneider Electric.

4.1.1 Ввідні лінії 10 кВ

При виборі захистів для ввідних ліній 10 кВ повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від наступних видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи[6]:

- міжфазне замикання;
- обриву фази живлячої лінії;
- замикання фази на землю по напрузі нульової послідовності.

Ввідні вимикачі використовуються для відключення від основного захисту силових трансформаторів, а також для ліквідації вказаного вище аварійного режиму.

Згідно с ПУЕ [6] повинні передбачатися наступні захисти:

- захист від обриву фази живлячої лінії;
- максимальний струмовий захист (МТЗ) від міжфазних пошкоджень з контролем двох або трьох фазних струмів (будь-яка ступінь може мати комбінований пуск по напрузі, перші два ступені можуть бути виконані спрямованими);

- сигналізація однофазних замикань на землю по напрузі нульової послідовності.

Згідно до рекомендацій фірми Schneider Electric для захисту ввідних ліній 10 кВ вибираємо Sepam серії 40 [13] так як він має всі необхідні захисти, які потрібні для захисту ввідних ліній:

- максимальний струмовий захист, код ANSI 50/51;
- захист мінімальної напруги ANSI 27/27S
- сигналізація однофазних замикань на землю по напрузі нульової послідовності ANSI 30;
- від замикання на землю, код ANSI 50N/51N;

4.1.2 Кабельні лінії 10 кВ

Для захисту кабельних ліній 10 кВ потрібно передбачити релейний захист від таких видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи [6]:

- від міжфазних КЗ;
- від перевантаження;
- від замикання на землю.

Згідно з ПУЕ [12] передбачаються наступні захисти кабельних ліній 10 кВ:

- струмова відсічка від міжфазних КЗ;
- максимальний струмовий захист;
- захист від замикань на землю.

По рекомендаціям фірми Schneider Electric вибираємо Sepam серії 20[13]. Він має всі необхідні захисти, які потрібні для захисту кабельних ліній 10 кВ:

- від замикання на землю, чутливий захист, код ANSI 50G/51G;
- максимальний струмовий захист, код ANSI 50/51;
- від замикання на землю, код ANSI 50N/51N;
- теплове перевантаження, код 49RMS.

4.1.3 Секційний вимикач 10 кВ

Для секційного вимикача 10 кВ передбачаються наступні види захисту і автоматики, згідно с ПУЕ [6]:

- струмова відсічка;
- автоматичне включення резерву (АВР);
- максимальний струмовий захист з прискоренням при ручному і автоматичному включенні.

Вибираємо Seram серії 40 він вміщує всі необхідні захисти, а також має вимірювальний орган напруги, який потрібний для реалізації АВР:

- теплове перевантаження, код 49RMS;
- перевантаження ANSI 59;
- максимальний струмовий захист, код ANSI 50/51.

4.1.4 Трансформатори власних потреб

При виборі пристроїв релейного захисту для трансформаторів власних потреб потрібно передбачити захист від наступних видів пошкоджень і ненормальних режимів [6]:

- перевантаження;
- міжфазні КЗ на виводах і в обмотках;
- однофазні КЗ на землю і міжвиткових замикань;
- «пожежа сталі» осердя трансформатора.

Згідно с ПУЕ [12], для захисту трансформатора власних потреб ТМ-630/10/0,23 можна застосувати плавні запобіжники. При правильному виборі параметрів кварцових запобіжників вони здатні забезпечити швидке і надійне відключення пошкодженого трансформатора.

4.1.5 Трансформатори КТП 10/0.4 кВ

Для захисту трансформаторів КТП 10/ 0,4 кВ повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від таких видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи [6]:

- струмове відсічення;
- максимально струмовий захист;

- захист від перевантаження;
- захист від однофазних замикань на землю.

По рекомендаціям фірми Schneider Electric вибираємо Sepam серії 40[13]. Він має всі необхідні захисти, які потрібні для захисту трансформаторів КТП 10/0,4 кВ:

- струмове відсічення, код ANSI 50/51;
- максимально струмовий захист, код ANSI 50/51;
- захист від перевантаження, код ANSI 50/51;
- захист від однофазних замикань на землю, код ANSI 50N/51N.

Згідно до рекомендацій фірми Schneider Electric[13], для реалізації АВР вибираємо пристрій Sepam серії 40, так як в ньому є вмонтований вимірювальний орган напруги:

Функції виміру напруги:

- вимір напруг прямої послідовності (V_d);
- вимір напруг нульової послідовності (V_o);
- вимір напруг оберненої послідовності (V_i).
- вимір фазних напруг (V_1, V_2, V_3);
- вимір лінійних напруг (U_{21}, U_{32}, U_{13});

4.1.6 Пристрій АВР на секційному вимикачі 10 кВ

В залежності від застосування трансформаторів напруги та типу використовуваних SEPAM, можна організувати різні схеми АВР (таблиця 4.1)

Таблиця 4.1 — Можливі схеми АВР на пристроях SEPAM

Модифікації схем АВР	Кількість ввводів	ТН на ввводах	ТН на секціях шин	SEPAM на ввводах	SEPAM на СВ	Автоповернення
1	2	-	+	серія 40	серія 40	-
2	2	+	-	серія 40	серія 40	-
3	2	+	+	серія 40	серія 80	+
1.1	2	-	+	серія 20	серія 80	-
2.1	2	+	-	серія 20	серія 80	+

Перелік схем та їх опис наведено в Додадку Б [10].

4.2 Розрахунок захистів приєднань закритого розподільчого пристрою 10 кВ

4.2.1 Розрахунок захистів ввідних ліній 10 кВ

Розрахунок максимального струмового захисту для ввідних ліній 10 кВ. Уставки за струмом МСЗ повинні забезпечити наступні умови:

- неспрацьовування захисту на відключення при післяаварійних перевантаженнях.
- узгодження дії (по струму і часу) із захистом елементів, що відходять.
- необхідну чутливість при міжфазних К.З.

Неспрацьовування захисту на відключення при після аварійних перевантаженнях:

$$I_{сз} = \frac{k_n \cdot k_{сз.л.}}{k_g} \cdot 0,7 \cdot I_{нт} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,935} \cdot 0,7 \cdot 1761,6 = 2901,4 A;$$

$$\text{де: } I_{нт} = \frac{S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1761,6 A \quad \text{номінальний струм}$$

трансформатора;

k_n - коефіцієнт надійності, приймається 1,1;

$k_{сзп}$ - коефіцієнт самозапуска, приймається 2;

$k_{п}$ - коефіцієнт повернення, приймається 0,935.

1. Узгодження із захистом попередніх елементів:

$$I_{сз.л} = k_{нс} \cdot I_{сз.кл.} = 1,3 \cdot 975,76 = 1268,49 A,$$

де: $k_{нс}$ - коефіцієнт надійності узгодження рівний 1.3.

Приймається $I_{сз} = 2901,4 A$.

Струм спрацьовування реле визначається за виразом:

$$I_{спр} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_{ТС}} = \frac{2901,4 \cdot 1}{800} = 3,6 A.$$

$$n_{ТС} = \frac{4000}{5} \text{ - коефіцієнт трансформації ТС}$$

Приймається захист з межею уставок струму спрацьовування реле 2 - 5 А.

Перевіряється чутливість при двофазному КЗ на шинях 10 кВ в мінімальному режимі системи:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗмін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{0,865 \cdot 10770}{2901,4} = 3,21 > 1,5.$$

Обирається час спрацьовування захисту за узгодженням з найбільшою витримкою часу попередніх елементів:

$$t_{\text{сз.св}} = t_{\text{сз.л}} + \Delta t = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с};$$

де $t_{\text{сз.л}}$ - час спрацьовування попереднього захисту рівне 1.6 с. ;

Δt - сходишка селективності прийнята - 0,5с.

Приймається до установки реле часу з межами уставок за часом 0,25 – 3,5с.

4.2.2 Розрахунок захистів кабельних ліній 10 кВ

4.2.2.1 Струмова відсічка

Струмова відсічка виконується двофазною, двохрелейною схемою. Струм спрацьовування струмової відсічки узгоджується зі струмом спрацьовування струмової відсічки двигуна і вибирається за виразом:

$$I_{\text{св.л}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{сз}} = 1,1 \cdot 975,76 = 1073,34 \text{ А}$$

Струм спрацьовування реле визначаємо за виразом:

$$I_{\text{спр}} = \frac{I_{\text{св.л.}}}{n_{\text{ТС}}} = \frac{1073,34}{40} = 26,8 \text{ А}$$

де $n_{\text{ТС}}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора струму рівний 200/5. Приймається захист з межею уставок струму спрацьовування реле 20-30 А. Витримка часу вибирається за узгодженням з часом спрацьовування струмової відсічки двигуна, тобто на ступінь селективності більше – 0,5с.

$$t_{\text{св.л}} = t_{\text{св.тп}} + \Delta t = 0,0 + 0,5 = 0,5 \text{ с};$$

Реле часу приймається з межею уставок за часом 0,1 – 1,3,с.

4.2.2.2 Максимальний струмовий захист

Схема максимального струмового захисту приймається двофазною.

Уставка по струму вибирається з умов:

а) неспрацьовування захисту при післяаварійних перевантаженнях за виразом:

$$I_{C3} = \frac{k_H \cdot k_{C3П} \cdot I_{РОБ.МАКС.}}{k_{П}} = \frac{1,1 \cdot 2 \cdot 1,4 \cdot 36,5}{0,935} = 120,3 A;$$

б) за узгодженням з попереднім захистом тобто з МСЗ трансформатора 1000 кВА:

$$I_{C3} = k_{нс} \cdot I_{C3.ТР} = 1,2 \cdot 50 = 60 A;$$

Приймається уставка $I_{C3} = 60 A$;

в) визначається чутливість захисту при двофазному КЗ на шинах 10 кВ в мінімальному режимі системи:

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,865 \cdot 10770}{60} = 155,2 \geq 1,5;$$

г) струм спрацьовування реле визначається за виразом:

$$I_{СПР} = \frac{I_{C3}}{n_{ТС}} = \frac{60}{40} = 1,5 A;$$

де $n_{ТС}$ – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму, прийнятий рівним 200/5.

Приймається захист з межою струму спрацьовування 2 - 5 А.

д) Час спрацьовування захисту визначається за узгодженням з МСЗ двигуна, що має час спрацьовування – 10с.

$$t_{C3.Л} = 10 + 0,4 = 10,4 \text{ с};$$

Приймається реле часу з межами уставок 1-20 с.

4.2.2.3 Захист від однофазних замикань на землю

У мережі з ізольованою нейтраллю, струм замикання на землю рівний:

$$I^{(1)}_3 = 3I_{OC} = \frac{U_{МФ} \cdot l}{10}.$$

У непошкоджених лініях струм $3I_{OC.КЛ}$, що протікає через місце установки захисту, рівний: $3I_{OC.КЛ} = \frac{U_{МФ} \cdot l}{10}$ і направлений до шин.

У пошкодженій лінії струм $3I_{OC} = 3I_{OC.МЕРЕЖИ} - 3I_{OC.КЛ}$ і направлений від шин.

Отже, для створення селективного захисту можна оцінити струм $3I_O$, що протікає через трансформатор струму нульової послідовності (ТНП) захисту.

Для виконання захисту, як фільтр струму нульової послідовності використовується трансформатор нульової послідовності.

Щоб уникнути помилкового спрацьовування захисту при протіканні в оболонці і броні кабеля наведених струмів броня і оболонка кабеля на ділянці від його воронки до ТНП ізолюються від землі, а провід, що заземлює воронку, пропускається через вікно ТНП.

Для забезпечення селективності струмового захисту кабельної лінії струм спрацьовування захисту відлаштований від струму $3I_{OC.КЛ}$, що виникає при замиканні на землю на інших приєднаннях мережі, а також від струму небаланса, що виникає в ТНП при міжфазних КЗ на приймальній підстанції, що одержує живлення від лінії, що захищається. Оскільки при переміжній дузі в місці замикання на землю можливі кидки ємнісного струму непошкодженої лінії, що перевищують сталі значення цього струму в 4-5 разів, струм спрацьовування захисту визначається таким чином:

$$I_{CЗ} = \kappa_{ВДБ} \cdot k_{КД} \cdot 3I_{0.КЛ}^{(1)} = 1,1 \cdot 4 \cdot 0,9 = 3,96 A;$$

де $\kappa_{ВДБ}$ – коефіцієнт відбудови, приймається рівним 1.1-1.2;

$k_{КД}$ – коефіцієнт кидка, що враховує кидок ємнісного струму, приймається рівним 4-5, якщо захист діє без витримки часу.

Струм замикання кабеля, на якому встановлений захист:

$$3I_{КЛ.0}^{(1)} = \frac{0,9 \cdot U_{МФ} \cdot l}{10} = \frac{0,9 \cdot 10 \cdot 1}{10} = 0,9 A;$$

Струм замикання на землю всієї кабельної мережі 10 кВ:

$$3I_{0.К.МЕРЕЖИ}^{(1)} = \frac{0,9 \cdot U_{МФ} \cdot l}{10} = \frac{0,9 \cdot 10 \cdot 10}{10} = 9 A;$$

де $U_{МФ}$ - міжфазна напруга, кВ;

l – довжина мережі, км

коефіцієнт 0,9 - враховує ремонтний режим.

Коефіцієнт чутливості захисту визначається відношенням струму нульової послідовності, що протікає через ТНП пошкодженій лінії, до струму спрацьовування захисту I_{C3} :

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{0.K, \text{МЕРЕЖИ}}^{(1)} - 3I_{0.KЛ.}^{(1)}}{I_{C3}} = \frac{9 - 0,9}{3,96} = 2,045 \geq 1,25.$$

Коефіцієнт чутливості захисту задовольняє вимоги ПУЕ [6]. Умова чутливості полягає у тому, що сигналізація при металевому замиканні на землю повинна діяти з коефіцієнтом чутливості $k_{\text{ч}} = 1,25$ для кабельних ліній. Оскільки обчислення вторинного струму ТНП є дуже складним, захист настраюється на заданий струм спрацьовування захисту при протіканні в первинному ланцюзі струму заданого значення.

4.2.3 Розрахунок захистів секційного вимикача 10 кВ

4.2.3.1 Струмова відсічка

Уставка струмової відсічки вибирається з умови забезпечення коефіцієнта чутливості захисту до двофазних КЗ на шинах 10 кВ порядку 1,5. При К.З. на елементах, що відходять, струмова відсічка СВ блокується логічним захистом шин (ЛЗШ). При К.З. на шинах секції 10 кВ ЛЗШ не блокує струмової відсічки секційного вимикача (СВ) і захист відключає СВ (при живленні секції від СВ).

$$I_{C3} = \frac{I_{K.МН}^{(2)}}{k_{\text{ч}}} = \frac{0,865 \cdot 10770}{1,5} = 6210,7 \text{ А}.$$

Для визначення коефіцієнта трансформації трансформаторів струму секційного вимикача визначається струм, що проходить через секційний вимикач, який складає $0,7I_{\text{НОМ.ТР}} = 0,7 \cdot 1761,6 = 1233,12 \text{ А}$ від номінального струму трансформатора, рівного:

$$I_{\text{нт}} = \frac{S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1761,6 \text{ А}.$$

Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму [2] секційного вимикача (СВ) приймається рівним 4000/5.

Струм спрацьовування реле СВ визначається за виразом:

$$I_{СПР} = \frac{I_{СЗ} \cdot k_{СХ}}{n_{ТС}} = \frac{6210,7 \cdot 1}{800} = 7,7 \text{ А}.$$

Приймається захист з межею уставок струму спрацьовування реле 5-10 А.

Вихідне реле СВ передбачається з уповільненням на спрацьовування 0,15-0,2с. Захист діє на відключення секційного вимикача.

4.2.3.2 Максимальний струмовий захист

Уставки за струмом МСЗ повинні забезпечити наступним умовам:

1 неспрацьовування захисту на відключення при після аварійних перевантаженнях;

2 узгодження дії (по струму і часу) із захистом елементів, що відходять;

3 необхідну чутливість при міжфазних К.З.

1. Неспрацьовування захисту на відключення при післяаварійних перевантаженнях:

$$I_{сз} = \frac{k_n \cdot k_{с.з.н.}}{k_g} \cdot 0,7 \cdot I_{нт} = \frac{1,1 \cdot 2}{0,935} \cdot 0,7 \cdot 1761,6 = 2901,4 \text{ А}.$$

k_n - коефіцієнт надійності рівний 1,1 ;

$k_{сз.н.}$ - коефіцієнт самозапуска рівний 2 ;

k_g - коефіцієнт повернення рівний 0,935.

2. Узгодження із захистом попередніх елементів.

$$I_{сз.н} = k_{нс} \cdot I_{сз.кл.} = 1,3 \cdot 2901,4 = 3771,8 \text{ А} ;$$

де: $k_{нс}$ - коефіцієнт надійності узгодження рівний 1,3.

Приймається $I_{сз} = 3771,8 \text{ А}.$

Струм спрацьовування реле визначається за виразом:

$$I_{СПР} = \frac{I_{СЗ} \cdot k_{СХ}}{n_{ТС}} = \frac{3771,8 \cdot 1}{800} = 4,7 \text{ А}.$$

Приймається захист з межею уставок струму спрацьовування реле 1 - 10 А.

Перевіряється чутливість при двофазному КЗ на шинах 10 кВ в мінімальному режимі системи:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ5мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{0,865 \cdot 10770}{3771,8} = 2,4 > 1,5.$$

Обирається час спрацьовування захисту за узгодженням з найбільшою витримкою часу попередніх елементів, а саме з МСЗ кабельної лінії має витримку часу 1,6 сек.:

$$t_{\text{сз.св}} = t_{\text{сз.л}} + \Delta t = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с.}$$

де $t_{\text{сз.л}}$ - час спрацьовування попереднього захисту рівне 1.6 сек. ;

Δt - сходи́нка селективності прийнята - 0,5сек.

Приймається до установки реле часу з межами уставок за часом 0,25 – 3,5с.

Прискорення максимального струмового захисту здійснюється до 0,5 сек. на прослизаючому контакті реле часу МСЗ на час включення до 0,8 – 1,0 сек.

4.2.4 Розрахунок захисту ТВП

Згідно з ПУЕ [12] номінальні струми плавких вставок запобіжників можна вибирати по номінальному струму електроприймачів , але , таким чином , щоб захист не спрацював при короткочасному перевантаженню .

Вибір плавкої вставки запобіжника

$$I_{\text{пр.0,1}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.тр.}} = 1,2 \cdot 36,4 = 43,68$$

$I_{\text{ном.тр}}$ - номінальний струм трансформатора.

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{1 \text{ ном}}} = \frac{630}{1,73 \cdot 10} = 36,4 \text{ А.}$$

Приймаємо запобіжник типу Solefuse 50 А.

4.2.5 Захист трансформаторів КТП 10/0.4 кВ

Вхідні данні:

- Потужність трансформатора : $S_{\text{ном.}}=400 \text{ кВА};$

- Схема з'єднання обмоток трансформатора 10/0,4 - Δ/Y_n ; Струм 3х фазного КЗ на шинах 10 кВ в мінімальному режимі: $I_{к.з.min}=10,77$ кА;
- Напруга: $U_{ном.}=10$ кВ;
- Напруга короткого замикання для двообмоточного трансформатора : $U_k\%=4\%$;
- Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму $n_T=100/5$;
Вторинні обмотки трансформаторів струму виконані за схемою "повна зірка";
- Тип захисту - SEPAM 1000+ серій S40.

Розрахунок уставок струмового відсічення (СВ).

Щоб струмове відсічення спрацьовувало селективно, треба відбудовувати її від струмів КЗ за трансформатором, тобто на стороні 0,4 кВ. Також треба забезпечити, щоб струмове відсічення не спрацьовувало під час кидків струмів намагнічення, які виникають при включенні під напругу ненавантаженого трансформатора, які можуть перевищувати в 3-5 разів номінальний струм силового трансформатора. Проте якщо ми відбудовуємося від струмів КЗ на стороні 0,4 кВ, то, як правило, забезпечується неспрацьовування ТВ при кидках струмів намагнічення. Уставка спрацьовування ТВ, повинна вибиратися більше від струму 3-х фазного КЗ на стороні 0,4 кВ. Зона дії струмового відсічення охоплює : живлячий кабель 10 кВ від осередку 10 кВ до силового трансформатора і частина обмоток трансформатора. Спершу ми повинні розрахувати струм 3-х фазного КЗ на стороні 0,4 кВ, для цього, розрахуємо опори усіх елементів лінії.

Визначаємо опір системи :

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{к.з.min}} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 10,77} = 0,56 \text{ Ом};$$

U_c - напруга середня, рівна 10,5.

Визначаємо опір двообмоточного трансформатора, приведений до ВН :

$$X_{\text{тр-ра}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_c^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{4}{100} \cdot \frac{10,5^2}{0,4} = 11,025 \text{ Ом};$$

Розрахувавши усі опори з схеми заміщення, визначаємо сумарний опір:

$$X_{\Sigma} = X_c + X_{\text{тр-ра}} = 0,56 + 11,025 = 11,56 \text{ Ом};$$

Визначуваний струм трьох фазного КЗ, коли виникає ушкодження за трансформатором, приведене до ВН :

$$I_{\text{к.з max HH}} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \times X_{\Sigma}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 11,56} = 525,031 \text{ А};$$

Визначуваний первинний струм спрацьовування захисту :

$$I_{\text{с.з.1}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{к.з max HH}} = 1,1 \cdot 525,031 = 577,53 \text{ А};$$

$K_{\text{отс}}$ - коефіцієнт настройки, для SEPAM рівний 1,1-1,15, згідно рекомендацій Schneider Electric.

Визначуваний кидок струму намагнічення трансформатора :

$$I_{\text{с.з.2}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{бр}} = 1,1 \cdot 23,21 \cdot 5 = 127,16 \text{ А};$$

$K_{\text{бр}}$ - 3-5 коефіцієнт кидка струму намагнічення, приймається $K_{\text{бр}}=5$, згідно рекомендацій Schneider Electric.

За розрахунковий струм приймаємо найбільший струм спрацьовування захисту $I_{\text{с.з.1}}=577,53 > I_{\text{с.з.2}}=127,16$. Приймаємо - 577,53 А.

Визначуваний вторинний струм спрацьовування реле :

$$I_{\text{ср.}} = \frac{I_{\text{сз}}}{n_m} = \frac{577,53}{20} = 28,87 \text{ А};$$

Визначуваний коефіцієнт чутливості захисту для випадку 2х фазного КЗ, для схеми трьох релейного виконання:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{к.з.min}}}{n_m \cdot I_{\text{ср.}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{10770}{100/5 \cdot 28,87} = 16,153 \geq 2;$$

Як ми бачимо $K_{\text{ч}}$, відповідає вимогам ПУЕ (12) має бути > 2 .

Вибираємо час спрацьовування струмового відсічення. В даному випадку, струмове відсічення спрацьовуватиме миттєво, без витримки часу, тобто $t=0$ сек.

Розрахунок уставок максимального струмового захисту (МСЗ).

Максимальний струмовий захист повинен відбудовуватися від максимального можливого робочого струму, з урахуванням того що можливий самозапуск електродвигунів 0,4 кВ. Визначуваний максимальний робочий струм:

$$I_{max} = \frac{k_3 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,1 \cdot 400}{1,73 \cdot 10} = 25,4 \text{ А};$$

$k_3=1,1$ - фактично трансформатор завантажений на 55%.

Визначуваний первинний струм спрацьовування захисту :

$$I_{с.з.} = \frac{k_n \cdot k_{сзп} \cdot I_{max}}{k_B} = \frac{1,1 \cdot 1,3 \cdot 25,4}{0,935} = 38,8 \text{ А}$$

k_n - коефіцієнт надійності, для терміналів SEPAM приймається 1,1;

k_B - коефіцієнт повернення, для терміналів SEPAM приймається 0,935;

$k_{сзп}$ - коефіцієнт самозапуска електродвигунів узагальненого навантаження; якщо двигуни не обладнані облаштуванням самозапуска, застосовується $1,2 \div 1,3$;

Виконаємо налаштування від захисту введення на стороні 0,4 кВ, при цьому повинно виконуються умова:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{с.з.пред} = 1,2 \cdot 27 = 32,4 \text{ А} < 38,8 \text{ А (умова виконується)}$$

k_n - коефіцієнт надійності, 1,2-1,3;

$I_{с.з.пред} = 27 \text{ А}$ (узято з таблиці уставок, наданих Замовником) - струм спрацьовування введення на стороні 0,4 кВ, який треба привести до сторони в/н. Як ми бачимо умову налаштування від захистів 0,4 кВ виконується.

Визначуваний вторинний струм спрацьовування реле :

$$I_{с.р.} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_m} = \frac{38,8 \cdot 1}{100/5} = 1,94 \text{ А};$$

$k_{сх}$ - 1 береться аналогічно з розрахунку ТВ;

Коефіцієнт чутливості треба перевіряти при найменш сприятливих умов. У цьому прикладі для трансформатора з схемою з'єднання обмоток Δ/Y - 11, найменш сприятливою умовою є однофазне КЗ на землю на стороні 0,4 кВ. Однофазний струм КЗ на стороні 0,4 кВ практично дорівнює трифазному

струму КЗ, $I_{КЗ} \sim I_{КЗ.НН}$, це пов'язано з тим, що у цих трансформаторів повні опори прямої і нульової послідовності практично рівні.

Струм в реле при однофазному КЗ за трансформатором визначається по формулі:

$$I_{р.мін} = \frac{I_K}{\sqrt{3} \cdot n_m} = \frac{525}{\sqrt{3} \cdot 100/5} \approx 15,17 \text{ А};$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості при однофазному КЗ за трансформатором, для повної зірки з трьома реле:

$$k_{чут} = \frac{I_{р.мін}}{I_{с.р.}} = \frac{15,17}{1,94} = 7,78 \geq 1,5 (\text{умова виконується});$$

Згідно з ПУЭ 7 коефіцієнт чутливості МСЗ має бути $> 1,5$ в основній зоні захисту.

Вибираємо час спрацьовування МСЗ. Щоб МСЗ працювала селективно, треба відбудовуватися від часу спрацьовування попередніх захистів, в даному випадку це ввідний автомат на стороні 0,4 кВ, де час його спрацьовування $t_{сз.пред.} = 0,3$ сек. По рекомендаціях на термінали SEPAM, застосовується тимчасовий ступінь селективності $\Delta t = 0,3$ сек. В результаті час спрацьовування МСЗ визначається по формулі: $t_{ср} = t_{сз.пред} + \Delta t = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с.};$

Розрахунок уставок захисту від перевантаження. Із-за того що, фактично трансформатор завантажений на 55%, перевантаження трансформатора можливе, тільки на 10% від номінальної потужності. Визначаємо первинний струм спрацьовування захисту від перевантаження:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{400}{1,73 \cdot 10} = 23,12 \text{ А};$$

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс} \cdot I_{НОМ}}{k_B} = \frac{1,1 \cdot 23,12}{0,935} = 27,2 \text{ А};$$

k_H - коефіцієнт надійності, для терміналів SEPAM приймається 1,1;

k_B - коефіцієнт повернення, для терміналів SEPAM приймається 0,935;

Визначаємо вторинний струм спрацьовування реле :

$$I_{с.р.} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_m} = \frac{27,2 \cdot 1}{100/5} = 1,36 \text{ А};$$

У зв'язку з тим, що ця підстанція з постійним черговим персоналом, виконуємо цей захист з дією на сигнал, уставку за часом приймаємо - 9 сек. У

випадку якби підстанція була без постійного персоналу, дозволяється виконувати цей захист на відключення

4.2.6 Вибір уставок пристрою АВР

Захист мінімальної напруги. Для захисту мінімальної напруги прийнято налаштовувати напругу спрацьовування захисту порядку $0,4 U_{ном}$. Напруга спрацьовування мінімального пускового органу напруги (ПОН) приймається:

$$U_{СПР} = \frac{0,4 \cdot U_{ном}}{n_{тн}} = \frac{0,4 \cdot 10 \cdot 10^3}{100} = 40V$$

де $n_{тн} = \frac{10000}{100}$ коефіцієнт трансформації ТН.

Витримка часу ПОН: $t_{рв} = t_{рз} + \Delta t = 1,2 + 0,5 = 1,7c$

Витримка часу захисту: $t_{зах.} = t_{б.в.} + \Delta t = 0,2 + 0,5 = 0,7c$

4.3 Реалізація захисту на мікропроцесорних пристроях Seram ("Schneider Electric")

4.3.1 Реалізація захисту Seram для ввідних ліній 10 кВ

Реалізація захистів для ввідних ліній 10 кВ поводитьсь на мікропроцесорних пристроях Seram серії 40 і реалізує наступний захист:

- Захист від надмірного нагрівання проводів в постійному режимі, викликаного струмами перевантаження, забезпечується функцією теплового захисту (ANSI 49RMS).
- Від міжфазних замикань застосовується максимальний струмовий захист у фазах (ANSI 51) забезпечує усунення короткого замикання з витримкою часу, адаптованої до роботи суміжних захистів. Віддалене двофазне замикання викликає слабкий струм перевантаження і небаланс; в цьому випадку основна функція захисту доповнюється максимальним струмовим захистом зворотної послідовності (ANSI 46).
- Від замикання фази на землю застосовується максимальний струмовий захист від замикань на землю (ANSI 51N). Але для відхідного фідера великої протяжності зі значним ємнісним струмом використовується

максимальний спрямований струмовий захист від замикання на землю (ANSI 67N).

Захист ввідної лінії за допомогою пристрою Seram 40 наведено на листі 5.

4.3.2 Реалізація захисту Seram для ліній 10 кВ

Для захисту вхідні ліній 10 кВ використовується Seram серії 20. Він реалізує наступний захист :

- Від міжфазних замикань лінії мають максимальний струмовий захист у фазах з регульованою витримкою часу (ANSI 51).
- Від замикання фази на землю відхідні лінії 10 кВ мають максимальний струмовий захист від замикань на землю (ANSI 51G) з регульованою витримкою часу. Відхідні лінії мають спрямований захист від замикань на землю (ANSI 67N) з витримкою часу. Крім того, відхідні лінії мають спрямований захист (ANSI 67) з регулюванням витримки часу.

На листі 5 зображено реалізацію захисту Seram 20 для відхідних ліній 10 кВ.

Також на листі 7 наведено план розміщення обладнання в закритого розподільчому пристрої.

4.3.3 Реалізація АВР на пристроях Seram

На листі 6 и рисунку 4.3. зображено схему автоматичного включення резерву на базі комірок SM6 та пристроїв захисту Seram. Для реалізації АВР згідно з рекомендаціями фірми Schneider Electric застосовується Seram 40 який має вимірювальний орган напруги. Функції виміру напруги : вимір фазних напруг (V_1 , V_2 , V_3); вимір лінійних напруг (U_{21} , U_{32} , U_{13}); вимір напруг прямої послідовності (V_d); вимір напруг оберненої послідовності (V_i); вимір напруг нульової послідовності (V_o).

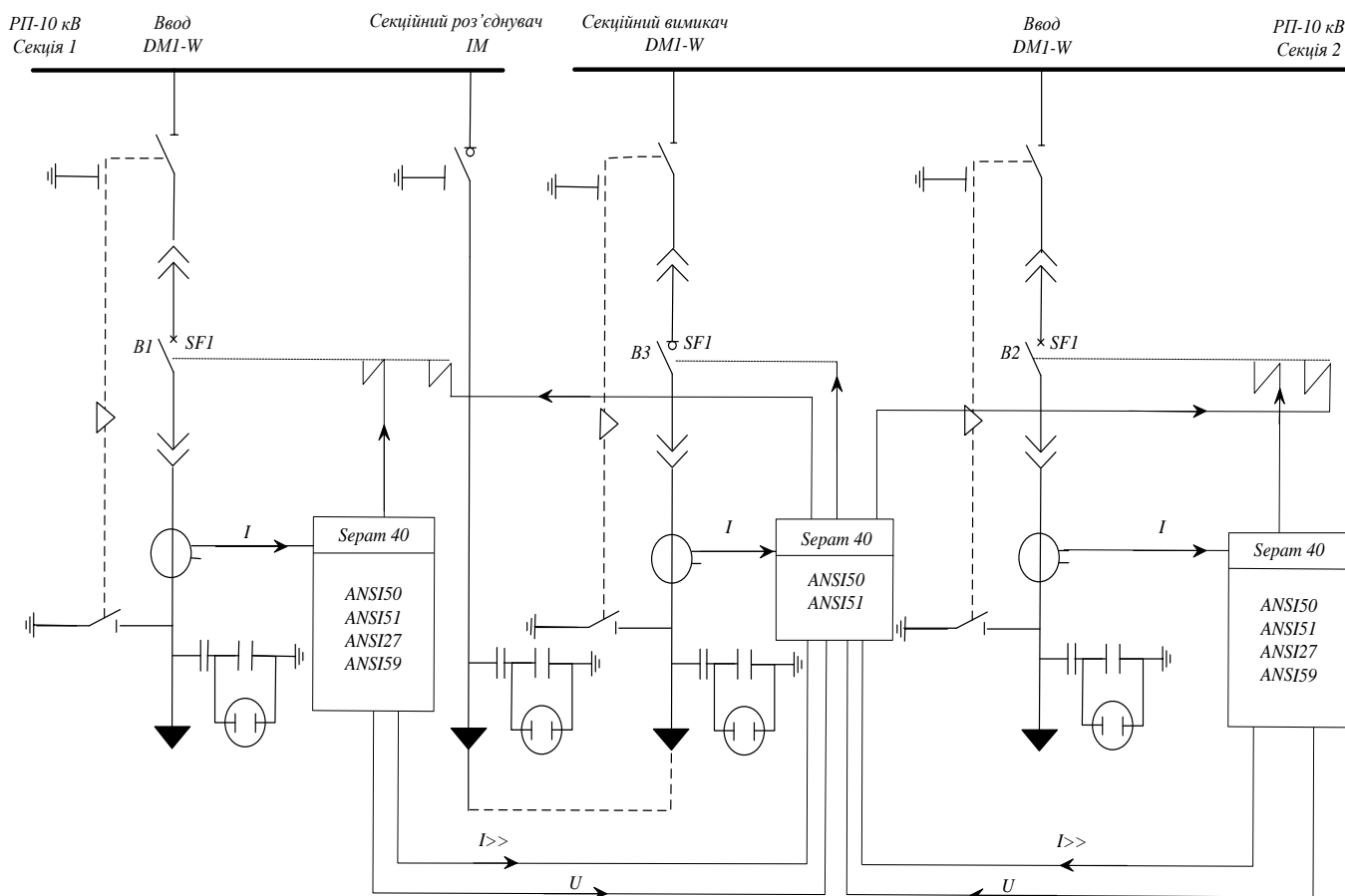


Рисунок 4.3 - Схема автоматичного включення резерву на базі комірков SM6

Порядок автоматичного перемикавання наступний:

- пуск АВР при виявленні зниження напруги захистом по мінімальній напрузі (ANSI27) джерела 1 і його відключення: $U_s = 70\% U_n$;
- блокування АВР при спрацюваннях максимального струмового захисту (ANSI 50 та 50N);
- дозвіл АВР після перевірки зникнення напруги, підтримуваного обортовими машинами, однофазним захистом по мінімальній напрузі (ANSI 27R): $U_s = 25\% U_n$;
- дозвіл перемикавання після перевірки наявності достатньої напруги (ANSI 59) від джерела 2 і включення секційного вимикача: $U_s = 85\% U_n$.

Висновки

1. Вибір пристроїв релейного захисту для обладнання закритого розподільчого пристрою проводився згідно до правил улаштування

електроустановок (ПУЕ). Розглядалися ввідні комірки, секційні, комірки відхідних кабельних лінії електропередач, приєднання трансформаторів власних потреб і трансформаторів КТП 10/0.4 кВ.

2. Для реалізації релейного захисту був вибраний мікропроцесорний пристрій Seram, так як в розділі 3 було вибрано комірки SM6 фірми Schneider Electric.

3.Приведені розрахунки релейного захисту для наступних приєднань на стороні 10 кВ: ввідних ліній, секційних вимикачів, кабельних ліній електропередач, трансформаторів власних потреб, трансформаторів КТП 10/0.4 кВ і автоматичного включення резерву (АВР) на стороні 10 кВ.

4.Приведена реалізація захистів на мікропроцесорних пристроях Seram, реалізація проводилась для захистів ввідних ліній на пристроях Seram серії 40 і відхідних ліній на пристроях Seram серії 20.

5. Наведена структура реалізації АВР на базі комірок SM6 на пристроях Seram 40, так як він має вимірювальний орган напруги і було надано порядок автоматичного перемикавання на резерв.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ ПІДСТАНЦІЇ

Вступ

Метою розділу є вибір комплексу техніко-організаційних заходів і засобів для безпечної експлуатації релейного захисту та автоматики підстанції, а саме релейного захисту Seram T87 и Seram 40 компанії Schneider Electric [13].

5.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання

Таблиця 5.1 - Загальна характеристика об'єкту[14]

Найменування електроустановки	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Шафи релейного захисту на території підстанції 110/10 кВ	Внутрішня ЕУ	Окреме приміщення на поверхні землі, (5,4х16х3,7) м	Приміщення з підвищеною небезпекою	П-I

Таблиця 5.2 - Показники технічних характеристик ЕУ

Найменування ЕУ і марка	Основні характеристики	Числове значення показника
Комірки SM6 фірми Schneider Electric, та пристрої релейного захисту Seram 40, та автоматичне включення резерву на базі релейного захисту Seram 40 [13].	Номінальна напруга	20 кВ
	Максимальна робоча напруга	24 кВ
	Номінальний струм комірки і збірних шин	630/1250 А
	Габаритність комірки	750х2050х1220
	Маса релейного захисту	1,9 кг
	Номінальна напруга релейного захисту	24-240 В
	Габаритні розміри релейного захисту	176х222х129 мм

5.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації або під час модернізації енергетичного об'єкту

Таблиця 5.3 - Послідовність виконання робіт [15]

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Програмування релейного захисту. Задання вводу уставок.	В ручну	Літній, 1 робочих дня	2 особи	Не менш як IV
Діагностика релейного захисту	В ручну	Літній, 2 робочих дня	3 особи	Не менш як IV

5.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Таблиця 5.4 - Чинники умов праці та їх показники [16]

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість	(25...30) °C (70...90) %
Важкість праці	Переміщення вантажів Робоче положення Статичні та динамічні навантаження Категорія робіт	До 5 кг «стоячи», «сидячи» 30 Вт, (200...250) (Вт·год) II категорія
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Змінність Напруженість органів чуття: зір Категорія	40 % робочого часу 50 % робочого часу 1 зміна. 40 % робочого час II категорія
Освітлення: штучне	Освітленість, лк	200 лк
Параметри робочої зони	Температура повітря Вологість	До 32 °C (80-90)%

Продовження таблиці 5.4.

Шум від комірок	Рівень звуку дБА,	94 дБА
Електричний струм	Номинальний струм комірки і збірних шин	630/1250 А

5.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Таблиця 5.5 - Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	24 кВ	6 В
Струм	630/1250 А	0,6 мА
Неелектричного походження		
Шум	94 дБА	85 дБА
Температура	32 °С	30 °С
Оцінка умов праці	Шкідливі І категорії	

5.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

Таблиця 5.6 - Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		
Корпус комірки SM6 виконує роль ізоляції	Власна ізоляція комірки	SM6 мають металевий корпус і повітряну ізоляцію.
Розміщення знаку безпеки	Розміщення знаку «Небезпечна електрична напруга»	Знаки повинні бути розміщені на видимих місцях на висоті 2-2,5 м від рівня підлоги. Розміщуються на огорожі трансформатора і комірок
Блокування безпеки в електроустановках	Механічні у вигляді замка на ключ	Передбачається в корпусі комірки
Огороджувальний засіб	Огорожа комірок	Корпус комірки виступає в якості огорожувального засобу для релейного захисту та автоматики.

Продовження таблиці 5.6.

Заземлення	Підключення комірок SM6 до загального заземлення підстанції. Підключення до сукупності вертикальних заземлювачів, які електрично з'єднані за допомогою горизонтального заземлювача	Вертикальні заземлювачі у контурі на відстані 1м $n_0 = 62$ шт $R_B = 0,59$ Ом
Організаційні заходи з електробезпеки		
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги.	Наряд-допуск на 2 робочих дня

5.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Таблиця 5.7 - Перелік засобів індивідуального захисту [18]

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал.	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від виробничих забруднень і механічних ушкоджень	Робочий спецодяг UM S	2 роки використання	Захист під час експлуатаційних робіт
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	Черевики робочі з металевим носком с подвійний ПУП підошвою.	6 місяців	Під час переміщення вантажів масою до 15 к
Захист рук	Від механічних ушкоджень	Рукавички Milwaukee, Armortex Smartswipe вставки	12 місяців	Рукавички використовуються в якості основного засобу захисту при перенесенні вантажу і виконанні монтажних робіт.

Продовження таблиці 5.7.

Захист голови	Захист від електричного струму	Каска будівельна "Універсал" M215	3 роки	Під час монтажних робіт
---------------	--------------------------------	-----------------------------------	--------	-------------------------

Таблиця 5.8 - Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавички, взуття, каска	Для робіт під напругою до 30 кВ	Підключення ЕУ після ремонту. Періодичні випробування - щонайменше 6 місяців
Контрольно-сигнальні прилади	Електровимірвальні кліщі, показчики напруги контактні, сигналізатори напруги. Монтерський інструмент.	Прилад для вимірювання струму без розриву ланцюга. Використовується для визначення напруги в мережі. З його допомогою можна вирішувати відразу кілька завдань: знайти приховану в стіні провідину, розрив кола або витік струму. Монтерський інструмент є основним захисним засобом в електроустановках до 30 кВ. Ручки монтерського інструменту виготовляють довжиною не менше 10 см з ізолюючого матеріалу, стійкого проти дії бензину, газу, олій та кислот	До 35 кВ. 24 місяці офіційної гарантії від виробників.

Продовження таблиці 5.8.

Захисні пристосування	Ізолюючі підставки, плакати безпеки	Виконання робіт. Ізолюючі підставки є додатковими захисними засобами для електроустановок усіх напруг. Вони виготовляються із сухих дощок на ізолюючих порцелянових ніжках. Розмір підставки – не менше 75×75 см і не більш 150×150 см.	10-35 кВ Раз у 24 місяці
-----------------------	-------------------------------------	---	-----------------------------

5.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Таблиця 5.9 - Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки [15]

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Вуглекислотний вогнегасник ВВ-2:	Пересувний, тривалість дії – 25 с, довжина струмені – 5м	У приміщенні, розміщено в кутках приміщення де встановлено комірки, а також в кімнаті персоналу, на кожне приміщення по 2. Усього 2 вогнегасників на підстанцію.
Блискавкозахист	Сітчастий, на поверхні даху, з кроком 55 см.	II категорія
Автоматична система пожеже тушіння	Максимальна відстань між зрошувачами S, D – 4 м ² Газове гасіння.	II категорія
Організаційні		
План дій з попередження пожеж і вибухів	Вимоги до евакуаційних заходів, планах евакуації, забезпечення дотримання протипожежних вимог, виконання приписів і постанов органів державного пожежного нагляду	Відділ з охорони праці

Продовження таблиці 5.9.

ЗІЗ		
Захисний одяг водонепроникний	Комбінезон Delta Plus D-Mach	Багаторазового використання. Термін зберігання – 3 років.
Протигаз	Протигаз МТ 213/2У. Фільтри-поглиначі серії FP 211/1-РЗ	Гарантований термін зберігання у приміщеннях, що не обігріваються, при температурі від -40°C до +50°C і відносної вологості до 98% в упаковці підприємства-виготовлювача становить не менше 10 років.

5.8 Розрахунок захисного заземлення

Напруга мережі: 240 В; Кабельна мережа, алюмінієвий гнучкий кабель, площа перерізу 35 мм², довжина ділянки проводу 10 м.; Пристрій максимального струмового захисту, автоматичний вимикач, $I_{\text{ном}} = 30$ А.

Розрахунок на вимикаючу здатність.

Такий розрахунок передбачає розрахунок струму однофазного короткого замикання КЗ І і співставлення отриманої величини зі значенням номінального струму спрацьовування МСЗ [19].

Під час використання автоматичного пристрою, який відмикає струм короткого замикання:

$$I_{\text{КЗ}} \geq 1,25 * I_{\text{авт}}^{\text{ном}}$$

$$I_{\text{КЗ}} \geq 1,25 * 30 = 37,5 \text{ А}$$

де $I_{\text{авт}}^{\text{ном}}$ – номінальний струм автоматичного пристрою.

Розрахункова формула для визначення $I_{\text{КЗ}}$ має вигляд:

$$I_{\text{КЗ}} = U_{\phi} / (r_{\phi} + r_{\text{PE}} + \left(\frac{r_{\text{тр}}}{3}\right))$$

$$I_{K3} = \frac{240}{0,008 + 0,008 + \left(\frac{1,24}{3}\right)} = 559 \text{ A}$$

де U_ϕ – фазна напруга, В; r_ϕ , r_{PE} , r_{TP} – відповідно активний опір фазного, нульового проводів і трансформатора, Ом;

$$r = \sum_{i=1}^n (p_i * l_i) / S_i$$

$$r_\phi = \frac{(0,0028 * 10)}{35} = 0,008 \text{ Ом}$$

$$r_{PE} = \frac{(0,0028 * 10)}{35} = 0,008 \text{ Ом}$$

Таблиця 6.10 - Повний опір масляних трансформаторів

Потужність трансформатора, кВА	Z _{TP} при схемі з'єднання обмоток	
	зірка	трикутник
63	1,24	0,36

$$r_{TP} = 1,24 \text{ Ом}$$

де ρ_i – питомий опір матеріалу проводів, алюмінію– 0,0028 (Ом·мм²)/м; l_i – довжина ділянки проводу одного матеріалу та одного перерізу; S_i – площа поперечного перерізу проводу.

Визначаємо кратність струму однофазного короткого замикання відносно номінального струму пристрою МСЗ, яка має бути не менш як допустима:

$$K_c = I_{K3} / I_{номМСЗ} \geq K_{c,доп}$$

$$K_c = 559 / 37,5 \geq K_{c,доп}$$

$$K_c = 14,9 \text{ A}$$

Розрахунок напруги на корпусі електроустановки.

Без повторного заземлення захисного провідника напруга на корпусі U_K ЕУ визначається за формулою:

$$U_K = I_{K3} * Z_3 \leq U_d(t_c)$$

$$U_K = 559 * 0,008 = 4,472 \text{ В}$$

$$U_K = 4,472 \text{ В} \leq 65 \text{ В}(1,0 \dots 5,0)$$

де $U_d(t_c)$ – допустима напруга дотику; Z_3 – повний опір захисного

проводу:

– для КЛ $Z_3 = r_3 = 0,008$

Висновки

В розділі охорони праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації релейного захисту та автоматики підстанції 110/10 кВ. Проведено аналіз умов праці на підстанції, де було визначено характеристику приміщення підстанції, визначено перелік робіт, аналіз шкідливих і небезпечних чинників під час виконання робіт, та призначено засоби індивідуальні та електрозахисні засоби, розрахунок захисного заземлення. В розрахунках захисного заземлення було визначено кратність струму однофазного короткого замикання відносно номінального струму пристрою МСЗ, він складає 14,9 А, та було розраховано напругу на корпусі електроустановки, вона складає 4,472 В.

6 РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

Вступ

В епоху стрімкого цифрування навколишнього світу рідкісна енергосистема не «замислюється» про реалізацію проекту з модною та інноваційною назвою «Цифрова підстанція». Сьогодні електрична підстанція - це пов'язані первинна силова і вторинна системи. Вторинна система об'єднує релейний захист, автоматику, управління, облік електроенергії та багато іншого.

На фізичному рівні все це перетворюється в досить велику кількість пристроїв (вже, як правило, мікропроцесорних), пов'язаних мідними кабелями для живлення і передачі даних. Причому для передачі одного сигналу використовуються дві жили кабелю - позитивної та негативної полярності оперативної напруги.

Думка про те, що сигнали у вторинній системі підстанції можна передавати в цифровому вигляді, зародилася одночасно з розвитком мікропроцесорних пристроїв. Було розроблено декілька стандартів, що описують організацію зв'язку таких пристроїв. Найбільшу популярність отримали протоколи IEC 60870-5, Modbus, DNP3. Однак жоден з них не став для виробників мікропроцесорних терміналів однозначним фаворитом. Спроби організувати логічну обчислювальну мережу підстанції стикалися з проблемою сумісності пристроїв різних виробників.

Револьюційний розвиток ситуація отримала після випуску стандарту IEC 61850. На сьогодні стандарт включає 19 документів, кожен з яких має статус міжнародного стандарту, технічні вимоги або технічного звіту. Технічні вимоги - це незатверджений міжнародний стандарт з досить повною і деталізованою інформацією про стандарт IEC 61850 [21].

Технічний звіт - це довідковий документ, який містить результати досліджень або дані інших організацій, що мають відношення до теми стандарту. Технічний звіт не має нормативної сили.

6.1 Опис ідеї проекту

Зміст ідеї впровадження «Цифрових підстанцій» [20], можливі напрямки застосування, основні вигоди були подані у вигляді таблиці (табл. 6.1), Перші три пункти були подані у вигляді таблиці (табл. 6.1). Вони також дають уявлення про можливі базові, потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати групи потенційних клієнтів.

Таблиця 6.1 – Опис ідеї стартап–проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Переваги та вигоди споживача
Ідея стартап-проекту полягає в застосуванні стандарту IEC 61850 в енергосистемі України. Тобто впровадження «Цифрових підстанцій»	Підстанції	Підвищена надійність і доступності інформації
	РУ електростанцій	Оптимізація роботи
	Абонентські підстанції	Скорочення витрат на обслуговування
	Оператори системи розподілу	Покращення комунікаційної можливості
	Проекті організації	

6.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Перехід на цифрові (в основному - оптичні) технології знімання інформації та передачі команд управління надасть наступні переваги:

- можливість «заміни на ходу» джерела сигналу і тим самим - підвищення надійності функціонування релейних захистів;
- збільшення швидкодії (немає потреби в захисті «від коливання», зменшення часу спрацьовування виконавчої частини шляхом оптичних IGBT-модулів, зменшення часу виявлення аварійного режиму);

- поліпшення умов в частині безпечного виконання робіт і електромагнітної сумісності (завдяки оптичним зв'язкам немає виносу потенціалу з ВРП);
- розвиток засобів і методів безперервної діагностики (контроль деградації характеристик, контроль готовності до виконання операцій, контроль метрологічних характеристик);
- розширення кількості функцій, що реалізуються в кожному терміналі;
- перенесення частини розрахунково-діагностичних завдань в інтерфейсні модулі (Smart-IED).

Двоетапність реалізації «Цифрової підстанції»:

Етап №1: Використання існуючого основного обладнання підстанції, до якого додається інтерфейсний цифровий інтелектуальний модуль на базі ІЕС 61850-8.1 і ІЕС 61850-9.2 (як правило, розміщується в приміщенні). Коригування складу і типу застосовуваних датчиків. Розробка всієї номенклатури пристроїв РЗА, ПА, вимірювань з інтерфейсами ІЕС 61850-8.1 і ІЕС 61850-9.2.

Етап №2: Істотна модернізація основного електрообладнання з інтеграцією в нього спеціалізованих цифрових необслуговуваних датчиків, польових контролерів, твердотільних виконавчих модулів. Розширення обсягу завдань, які виконуються інтерфейсним модулем. Доопрацювання всіх компонентів ЦПС з урахуванням досвіду експлуатації.

Таблиця 6.2 – Технологічна здійсненність ідеї проекту

№ п/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1	Застосуванні стандарту ІЕС 61850 для підстанції	Розробка проекту реконструкції підстанції	Наявна	Доступна
2	Застосуванні стандарту ІЕС 61850 для підстанції	Вибір необхідного обладнання	Наявна	Доступна

Продовження таблиці 6.2.

3	Застосуванні стандарту ІЕС 61850 для підстанції	Монтаж вибраного обладнання	Наявна	Доступна
---	---	-----------------------------	--------	----------

За результатами даного розділу зроблено висновки, що застосування стандарту ІЕС 61850 можливе. На цей момент міжнародні виробники, такі як Schneider Electric, ABB, Siemens, Alstom Grid випускають своє обладнання з підтримкою стандарту ІЕС 61850. Тому ідея впровадження «Цифрової підстанції» в енергосистему України можлива.

6.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

В цьому розділі визначені ринкові можливості, які потрібно використати під час ринкового впровадження об'єкту.

Аналіз попиту: наявність попиту, обсяг, динаміка розвитку ринку; зображено в табл. 6.3.

Таблиця 6.3 – Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проекту

№ п/п	Показники стану ринку (найменування)	Характеристика
1	Кількість головних гравців, од	>10
2	Динаміка ринку (якісна оцінка)	Зростає
3	Наявність обмежень для входу (вказати характер обмежень)	Мінімальний рівень інвестицій, регулювання державою інвестицій
4	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	Стандарти з випереджаючими вимогами
5	Середня норма рентабельності в галузі (або по ринку), %	75%

Деякі переваги використання стандарту ІЕС 61850.

1) Зменшення капітальних затрат:

- зменшення витрат на кабельну продукцію і кабельні споруди (15 млн. грн.);

- зменшення вартості терміналів, уніфікація апаратної частини, заміна модулів введення на цифрові інтерфейси (не враховуються) ;

- зменшення площі земельних ділянок, необхідних для облаштування ПС. Застосування оптичних цифрових ТТ і ТН, сучасного мікропроцесорного вторинного обладнання дасть можливість зменшити (20 млн. грн.) ;

- збільшення терміну служби силового електрообладнання, розширена діагностика (не враховуються);

- зменшення витрат на проєктування, монтаж та пусконаладжувальні роботи. Зменшення кількості кабелів, зменшення кількості обладнання, розширення можливостей по типізації проєктних рішень в частині шафового обладнання та цифрових зв'язків (10 млн. грн.).

2) Зменшення регулярних експлуатаційних витрат (на техобслуговування):

- спрощення експлуатації та обслуговування. Постійна розширена діагностика в режимі реального часу, в т.ч. метрологічних характеристик; збір і зображення інформації про стан і функціонування ПС (5 млн. грн.);

- збільшення точності вимірювань (особливо при токах менше ніж 10-15% I_n) і збільшення завдяки цьому точності обліку електроенергії та точності ОМП (не враховуються);

- скорочення можливості появи дефектів типу «земля в мережі постійного струму» (не враховуються);

- скорочення кількості раптових відмов основного електрообладнання і пов'язаних з ними штрафів за недопуск електроенергії та порушень виробничого циклу (7 млн. грн.);

- зменшення кількості збоїв, неправильної роботи, відмов РЗА. Застосування оптичних кабелів замість мідних підвищить електромагнітну сумісність сучасного вторинного обладнання мікропроцесорних пристроїв РЗ і автоматики (3 млн. грн.);

- підвищення алгоритмічної надійності функціонування РЗА. Відсутність насичення і можливість вимірювання аперіодичної складової

в оптичних цифрових ТТ дозволить спростити та вдосконалити алгоритми РЗА (не враховуються);

- зменшення споживання по ланцюгах змінного струму і напруги. В результаті застосування оптичних ТТ і ТН (не враховуються).

Для того, щоб розрахувати рентабельність інвестицій, була використана формула:

$$R_i = \frac{P_p}{K} \quad (6.1)$$

де R_i – норма прибутку;

P_p – прибуток за період часу n ;

K – величина початкових інвестицій.

В даному випадку інвестором виступає енергопідприємство, на якому відбудеться впровадження стандарту ІЕС 61850 в підстанцію.

Розмір інвестицій складає 200 млн.грн., з яких :

- 170 млн. грн., вартість нового обладнання;
- 11 млн. грн., вартість планового обслуговування;
- 19 млн. грн., вартість монтажу.

Вартість основних фондів прийнята такою, що дорівнює розміру інвестицій (200 млн.грн.).

За наявними фактичними даними, кожне виведення в аварійний ремонт підстанції обходиться підприємству в 5 % від вартості основних фондів, тобто 10 млн. грн. В загальному випадку, це сума, яку може зекономити підприємство на ремонті та обслугованні підстанції, за рік.

Також в розрахунках враховуємо переваги використання стандарту ІЕС 61850.

Експлуатаційні витрати (Ve) прийняті за статистикою 1 % на рік від вартості основних фондів ($Ve = 1\% / 100\% \times 200 \text{ млн.грн.} = 2 \text{ млн.грн./рік}$).

Рентабельність інвестицій :

$$R_i = \frac{(15 + 20 + 10 + 5 + 7 + 3 + 10 - 2)}{200} = 0,34(1/\text{рік}).$$

У відсотках це значення складає 34 %.

Доцільно буде провести розрахунки для періоду окупності проекту:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{R_i} = \frac{1}{0,34} = 2,9 \text{ років.}$$

Норма прибутку для нової електронної техніки, враховуючи її швидке моральне зношення складає 0,33-0,35 1/рік, таким чином впровадження «Цифрової підстанції» являється вигідним, бо період окупності інвестицій складає 2,9 років.

На підставі аналізу факторів загроз та ринкових можливостей маркетингового середовища був складений SWOT-аналіз. Матриця аналізу сильних (Strenght) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities).

Таблиця 6.4 SWOT-аналіз стартап-проекту

<p>Сильні сторони:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Підвищена надійність і доступності інформації; - Оптимізація роботи підстанції та персоналу підстанції; - Скорочення витрат на обслуговування; - Покращення комунікаційної можливості. 	<p>Слабкі сторони:</p> <p>Недоліками застосування цифрової підстанції можуть з'явитися в разі вживання не оптимального програмно-технічного комплексу, що призведе до збільшення вартості обладнання.</p>
<p>Можливості:</p> <p>Можливість взяти роботу підстанції під контроль інтелектуального програмного забезпечення і максимально виключити дію людського чинника.</p>	<p>Загрози:</p> <p>Кібербезпека. Інвестиційні програми потенційних споживачів продукту затверджує НКРЕКП (Державний регулятор), який може зменшити фінансування.</p>

Висновки

В даному розділі розглянуто розроблення стартап-проекту, основною ідеєю якого являється застосування стандарту ІЕС 61850 в енергосистемі. А саме, впровадження «Цифрових підстанцій» в енергосистему України з метою покращення стану підстанцій і розподільчих пристроїв електростанцій.

В даному розділу було проведено опис ідеї стартап-проекту, технологічний аудит ідеї проекту, аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проект.

З аналізу рентабельності інвестицій було визначено, що впровадження «Цифрових підстанцій» являється інвестиційно вигідним. А також дане впровадження покращить надійність підстанцій, збільшить доступність інформації для персоналу, що своєю чергою зменшить кількість аварійних ситуацій на підстанціях та РП. Також впровадження «Цифрових підстанцій» зменшить витрати на обслуговування підстанції та її обладнання.

ВИСНОВКИ

Розробка релейного захисту та автоматики для підстанції 110/10 кВ була проведена згідно з чинними нормативними технічними документами та неодноразово перевіреним методикам розрахунку.

З метою розрахунків пристроїв релейного захисту проведений розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунки струмів короткого замикання, були проведені з урахуванням навантаження і без нього, для подальшого вибору релейного захисту трансформаторів ТД-32000/110 та обладнання відкритого і закритого розподільчого пристрою.

Вибір релейного захисту та автоматики проводився згідно правил улаштування електроустановок (ПУЕ).

Релейний захист для трансформаторів ТД-32000/110 було реалізовано на мікропроцесорах Sepam T87 фірми Schneider Electric. Даний пристрій релейного захисту, забезпечує наступні захисти трансформатора: диференційний захист без витримки часу (основний) з налаштуванням відкидків струму намагнічування і струмів небалансу; максимальний струмовий захист (резервний), працюючий окремо від основного і при необхідності маючий блокування по напрузі; прискорення МСЗ при включенні на КЗ; захист при перевантаженню по струму; захист при збільшенні температури масла (на сигнал); газовий захист від зниження рівня масла і міжвиткових замиканнях (на сигнал та на відключення); захист нульової послідовності. Дані захисти задовольняють вимоги ПУЕ, що до захисту трансформаторів.

Захист ліній 110 кВ було реалізовано на пристроях релейного захисту REL 670 фірми ABB, було проведено розрахунок диференційно-фазного високочастотного захисту ліній 110 кВ, автоматичне повторне включення повітряної лінії, наведена реалізація захисту на мікропроцесорі REL 670 фірми ABB.

Для закритого розподільчого пристрою 10 кВ, було розраховано захист для ввідних ліній, секційного вимикача, відхідних кабельних ліній електропередач, трансформаторів власних потреб, трансформаторів КТП 10/0.4 кВ і для автоматичного включення резерву (АВР) на стороні 10 кВ. Для реалізації захистів ввідних і відхідних кабельних ліній використовували Seram серії 40 і серії 20, а також була приведена реалізація автоматичного включення резерву на мікропроцесорних пристроях Seram серії 40, так як він має вимірювальний орган напруги. На листі 7 наведено розміщення комірок згідно до наданих розмірів приміщення закритого розподільчого пристрою.

Також був проведений вибір комплексу техніко-організаційних заходів і засобів для безпечної експлуатації релейного захисту та автоматики підстанції. Виконано розрахунок захисного заземлення.

В даній роботі було проведено розробку стартап-проекту, основною ідеєю якого являється застосування стандарту ІЕС 61850 в енергосистемі. А саме, впровадження «Цифрових підстанцій» в енергосистему України з метою покращення стану підстанцій і розподільчих пристроїв. Визначено термін окупності «Цифрової підстанції» - він становить 2,9 років.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев, А. И. Хальясмаа. Схемы электрических соединений подстанций.
2. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. – 4-е изд. – Москва : Энергоатомиздат, 1989.
3. Посилання на високовольтне обладнання компанії Alstom Grid. URL: http://www.energocom.su/vysokovoltnoe_oborudovanie/vysokovoltnoe_oborudovanie_dlya_otkrytyh_raspredus (дата звернення: 10.10.2020).
4. Посилання на обладнання компанії Schneider Electric. URL: <https://www.se.com/ua/ru/> (дата звернення: 20.11.2020).
5. Щедрин Н. Токи короткого замыкания высоковольтных систем.
6. Відокремлений підрозділ «Науково-проектний центр розвитку Об'єднаної енергетичної системи України» державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» (НПЦР ОЕС України). Наказ Міністерства енергетики України від 21.07.2017 № 476 - Правила улаштування електроустановок(ПУЕ).
7. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. – М. Энергия. 1984.
8. Александров, А.М. Методика расчета уставок дифференциальной защиты трансформаторов (Sepam T87) / А.М. Александров / Техническая коллекция Schneider Electric. Вып.9. – Schneider Electric, 2007. – 16 с.
9. Александров, А.М. Дифференциальные защиты трансформаторов: учебное пособие / А.М. Александров. – СПб: ПЭИПК, 2007. –222 с.
10. Посилання на рекомендації компанії ABB. URL: <https://new.abb.com/high-voltage/ru> (дата звернення: 10.04.2019).
11. Технічне довідкове керівництво REL 561*2.3 компанії ABB.
12. Технічне довідкове керівництво REL 670*2.3 компанії ABB.

13. Посилання на мікропроцесорни Sepam компанії Schneider Electric.
URL: <https://www.se.com/ua/ru/product-category/4700-устройства-рзиа-по-сериям/?filter=business-6-распределение-электроэнергии-среднего-напряжения-и-автоматизация-электроснабжения> (дата звернення: 20.11.2020).
14. Закон України «Про охорону праці» посилання URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12#Text> (дата звернення: 20.11.2020).
15. Державні санітарні правила і норми. Опалення, вентиляція і кондиціонування повітря. II Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2010.
16. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 1999. 56 с.
17. Правила охорони праці під час вантажнорозвантажувальних робіт. Вид. офіц. Київ: Держнаглядохоронпраці, 2007.
18. Третьякова Л.Д., Литвиненко Г.Є. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування: навчальний посібник. Київ: Лібра, 2008.
19. Правила експлуатації електрозахисних засобів. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2002. 46 с.
20. Посилання на «Цифрові підстанції» URL: <http://digitalsubstation.com> (дата звернення: 20.11.2020).
21. Посилання на протокол IEC 61850 URL: <http://digitalsubstation.com/blog/2013/04/12/protokol-mms/> (дата звернення: 20.11.2020).

Додаток А - Побудова диференційного захисту на Seram T87

Гальмівна характеристика диференціального захисту Seram T87 (рисунок А.1) має три ділянки: горизонтальний і два похилих, що проходять через початок координат. Горизонтальний ділянку, крутизна похилих частин і точка зміни крутизни регулюються. Як гальмівного струму використовується абсолютне значення максимального струму двох сторін силового трансформатора. Обчислення диференціального і гальмівного струмів проводиться після вирівнювання вторинних струмів трансформаторів струму за величиною і за кутом (в залежності від групи з'єднання обмоток силового трансформатора). З усіх боків силового трансформатора ТТ повинні з'єднуватися за схемою повної зірки. Вирівнювання вторинних струмів виконується програмно, згідно з виставленими у вікні «Спеціальні характеристики» параметрів силового трансформатора (номінальної потужності, номінальних напруг обмоток, векторної групи) і номінальних значень первинних обмоток трансформаторів струму з обох сторін трансформатора. Єдиною умовою можливості вирівнювання струмів за величиною є вимога, щоб номінальні струми ТТ з боку ВН і НН перебували в діапазоні (0,1-2,5) номінального струму силового трансформатора. Слід зазначити, що гальмівна характеристика приведена в осях I_d / I_{n1} і I_t / I_{n1} тобто у відносних одиницях, приведених до номінального струму I_{n1} первинної обмотки силового трансформатора. Тут I_d – диференційований 34 ний струм, що надходить на вимірювальні органи захисту; I_t - гальмовий струм захисту.

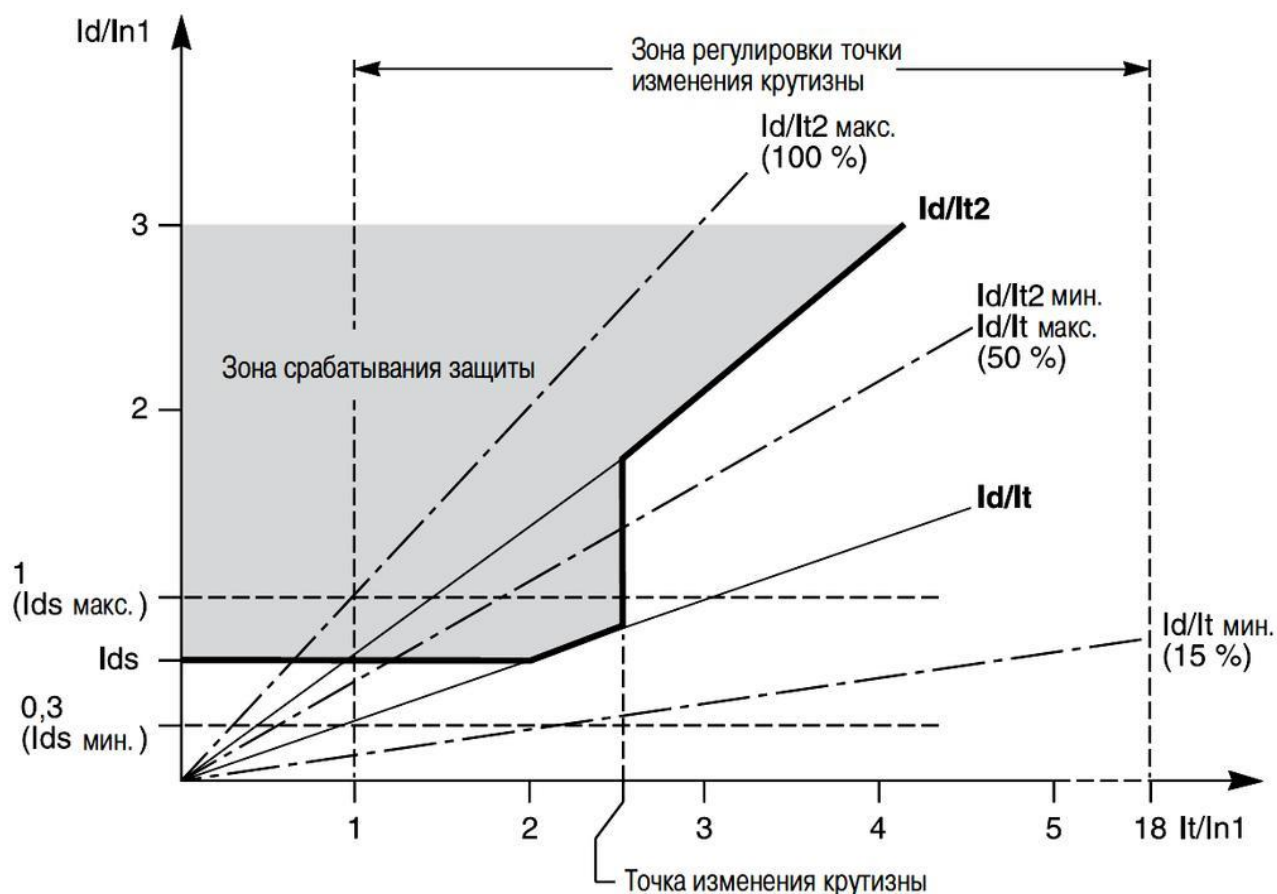


Рисунок А.1 - Гальмівна характеристика диференційного захисту трансформатора SEPAM T 87.

Сімейство SEPAM серії 80 є одним із сучасних ліній. Вони можуть бути використані для захисту любого електроенергетичного обладнання в мережах 6–35 кВ та силових трансформаторів 110 (220) кВ. Пристрій серії 80 володіють усіма необхідними захистами, мають велике число дискових входів та вихідних реле (у максимальному варіанті — до 42 входів та 23 виходи), розширений редактор логічних рівнянь. Це дозволяє застосовувати ці термінали в пристроях складної системної автоматики.

Термінали SEPAM серії 80 мають можливість побудови (за 30 пунктів) та реалізації «користувачької» часової символіки для токових захистів. Цифрові термінали SEPAM серії 80 призначені для захисту генераторів середньої та великої потужностей, трансформаторів 35–220 кВ, потужних синхронних та асинхронних двигунів, трансформаторних вводів з напругою 6–10 кВ.

Захисні функції SEPAM T87 серії 80:

1. Струмовий захист.
2. Захист від відмови вимикачів (УРОВ) (ANSI 50BF).
3. максимальний захист зворотної послідовності (ANSI 46).
4. Тепловий захист (ANSI 49RMS).
5. Небаланс конденсаторних батарей (ANSI 51C).
6. Устрій автоматичного повторного включення (АПВ) (ANSI 79).
7. Контроль синхронізму (ANSI 25).
8. Диференціальний захист.
9. Направлені токові захист.
10. Направлений захист за потужністю.
11. Захист обладнання.
12. Захист по напруженню.
13. Захист по частоті.

Пристрій Sepam 80 забезпечує вимірювання основних електричних параметрів: вимірювання струму в кожній фазі , вимірювання лінійних і фазних напруг , вимірювання активної та реактивної потужності , вимірювання частоти , автоматичну реєстрацію аварійних процесів , автоматичну реєстрацію струмів відключення , контроль ізоляції

Додаток Б - Організація аварійного включення резервного живлення при застосуванні мікропроцесорних пристроїв серам виробництва шнейдер електрик

На електричних станціях і підстанціях в Україні широкого розповсюдження набули комірки середньої напруги виробництва Шнейдер Електрик (Франція). Для виконання функцій релейного захисту та автоматики комірки оздоблюються мікропроцесорними пристроями SEPAM. Застосування тих, чи інших типів SEPAM обумовлено технічними умовами вирішення поставлених задач при виконанні вимог що до економічності та надійності функціонування. В реалізації системних функцій, наприклад аварійного включення резервного живлення (ABP), можуть приймати участь декілька пристроїв SEPAM різних модифікацій. Організація ABP на основі застосування пристроїв SEPAM та систематизація схемних рішень, які полегшать роботу при проектуванні, потребують більш поглибленого дослідження.

Мета роботи. Розглянути можливі схеми організації ABP, запропонувати типові рішення для промислового впровадження.

Матеріали дослідження. В залежності від застосування трансформаторів напруги та типу використовуваних SEPAM, можна організувати різні схеми ABP (таблиця Б.1)

Таблиця Б.1 — Можливі схеми ABP на пристроях SEPAM

Модифікація схем ABP	Кількість вводів	ТН на вводах	ТН на секціях шин	SEPAM на вводах	SEPAM на СВ	Автоповернення
1	2	-	+	серія 40	серія 40	-
2	2	+	-	серія 40	серія 40	-
3	2	+	+	серія 40	серія 80	+
1.1	2	-	+	серія 20	серія 80	-
2.1	2	+	-	серія 20	серія 80	+

На схемах стрілками вказані інформаційні зв'язки: I,U – вимірювання струму та напруги; U>> (U OK) – наявності напруги; U<< AND NOT I>> – спрацювання захисту мінімальної напруги при відсутності спрацювання

MC3; CLOSE – команда на включення; TRIP – команда на відключення.

Перша модифікація – тип 1 (рис. Б.1) передбачає встановлення трансформаторів напруги на секціях шин, при цьому для збирання інформації та керування положенням комутаційного обладнання на вводах та в комірці секційного вимикача встановлюють SEPAM 40 (або 80). Пристрої SEPAM, що встановлені на вводах, контролюють струм на вводах, напругу секцій та здійснюють відключення вимикачів вводу. SEPAM секційної комірки приймає інформацію про зниження напруги із SEPAM на вводах, контролює відключення вводу та виконує включення секційного вимикача.

Схема Б.1 є модифікацією схеми типу 1, передбачає можливість встановлення на вводах SEPAM 20. В цьому випадку функції контролю напруги переходять до SEPAM комірки секційного вимикача.

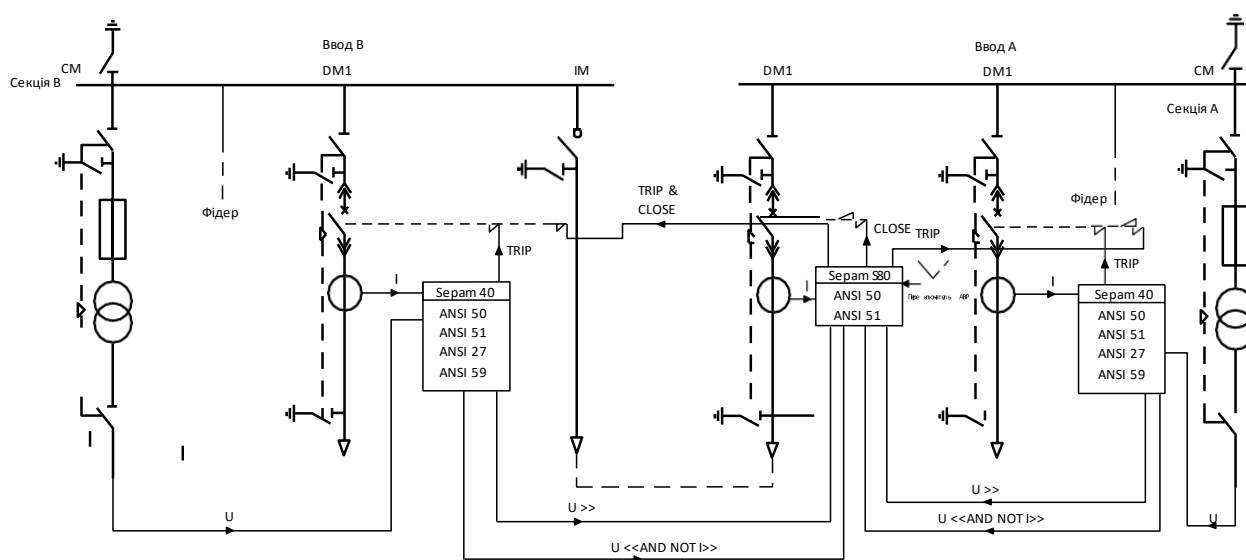


Рисунок Б.1 — Схема типу 1 організації АВР

Схема типу 2 (рисунок Б.2) передбачає встановлення трансформаторів напруги на вводах та пристроїв SEPAM серії 40 (або 80) на вводах і на секціях шин. Напруга контролюється SEPAM в комірках введів, SEPAM секційної комірки приймає інформацію про зниження напруги із SEPAM на вводах та виконує включення секційного вимикача.

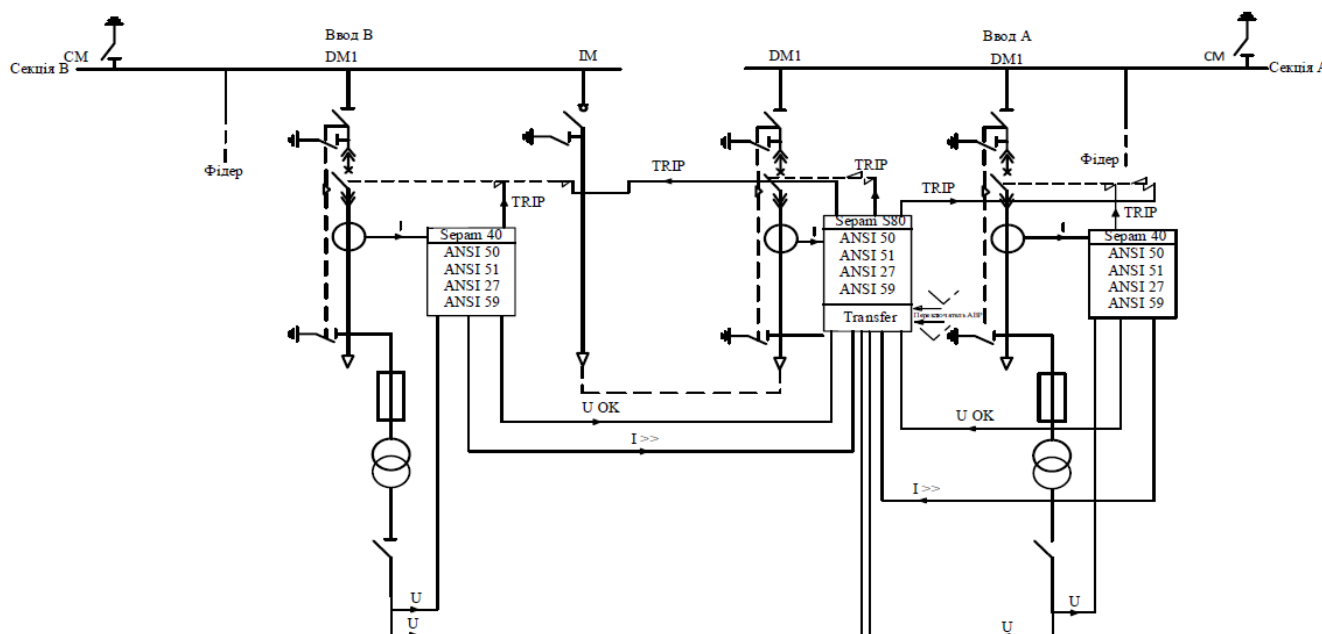


Рисунок Б.2 — Схема типу 2 організації АВР

Схема 2.1 є модифікацією схеми типу 2, передбачає можливість встановлення на вводах SEPAM 20. В цьому випадку функції контролю напруги переходять до SEPAM комірки секційного вимикача.

Особливості схеми типу 3 організації АВР (рисунок Б.3) полягають у встановленні трансформаторів напруги на вводах і на секціях шин. В цьому випадку в комірках вводів встановлюються SEPAM 40, в комірці секційного вимикача використовують SEPAM 80. SEPAM, що встановлені на вводах контролюють струм та напругу ввідних комірок. SEPAM секційної комірки являється головним та одночасно із прийомом інформації із SEPAM на вводах, контролює напругу на секціях, керує роботою вимикачів. Це досягається наявністю додаткових входів по напрузі в SEPAM 80.

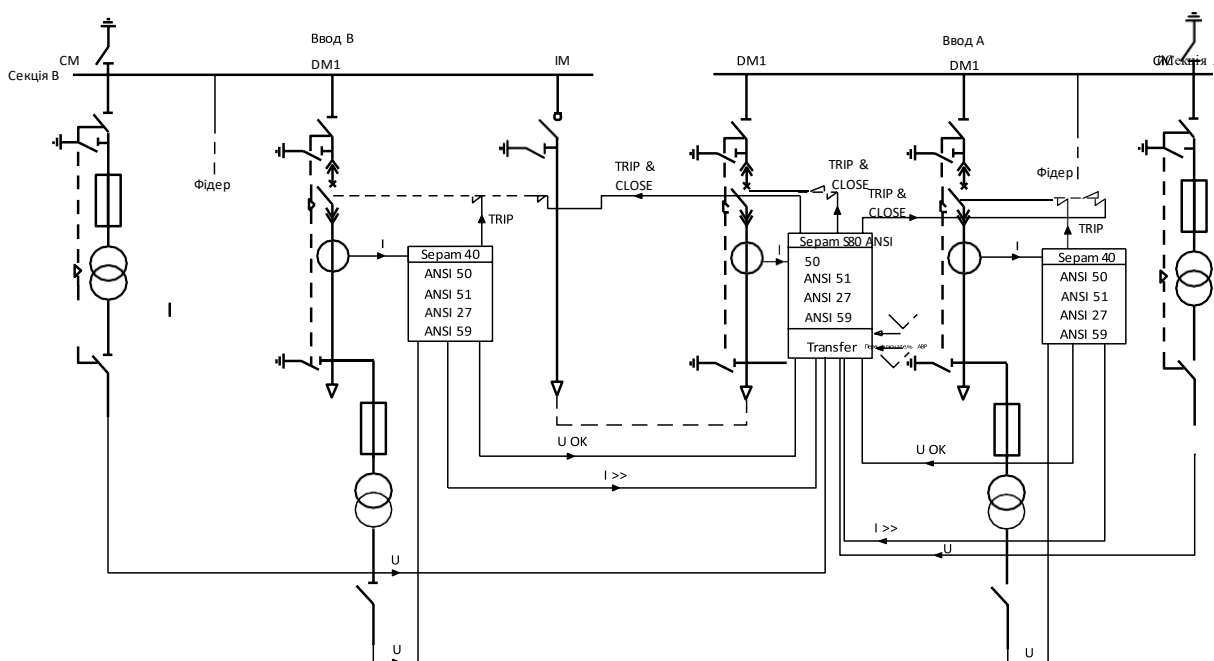


Рисунок Б.3 — Схема типу 3 організації АВР

Для організації АВР, як було зазначено вище, можливе використання різних типів мікропроцесорних пристроїв SEPAM, відповідно можливі різні варіанти побудови алгоритмів переключень. При цьому враховується, що всі початкові умови виконані, а саме:

- лінійні роз'єднувачі комірок вводів і секційного вимикача включені;
- секційний роз'єднувач включений;
- роз'єднувачі ТН секцій включені;
- автомати живлення вимірювальних ланцюгів ТН секцій включені;
- високовольтні запобіжники ТН секцій справні;
- вимикачі вводів включені;
- секційний вимикач відключений;
- перемикач АВР в положенні "АВТОМАТ"

Реалізація початкових умов здійснюється в комірках середньої напруги, які вибрані та встановлені на підстанції. Найбільш поширеним є застосування комірок SM6, як показано в схемах, наведених вище.